

Il presente testo è un semplice strumento di documentazione e non produce alcun effetto giuridico. Le istituzioni dell'Unione non assumono alcuna responsabilità per i suoi contenuti. Le versioni facenti fede degli atti pertinenti, compresi i loro preamboli, sono quelle pubblicate nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea e disponibili in EUR-Lex. Tali testi ufficiali sono direttamente accessibili attraverso i link inseriti nel presente documento

► **B** DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO
dell'11 dicembre 2018
sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
(rifusione)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

(GU L 328 del 21.12.2018, pag. 82)

Modificata da:

		Gazzetta ufficiale		
		n.	pag.	data
► <u>M1</u>	Regolamento delegato (UE) 2022/759 della Commissione del 14 dicembre 2021	L 139	1	18.5.2022
► <u>M2</u>	Direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023	L 2413	1	31.10.2023

Rettificata da:

- **C1** Rettifica, GU L 311 del 25.9.2020, pag. 11 (2018/2001)
- **C2** Rettifica, GU L 41 del 22.2.2022, pag. 37 (2018/2001)

▼B**DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E
DEL CONSIGLIO****dell'11 dicembre 2018****sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili****(rifusione)****(Testo rilevante ai fini del SEE)***Articolo 1***Oggetto**

La presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Essa fissa un obiettivo vincolante dell'Unione per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. Detta anche norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti, alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative e all'informazione e alla formazione. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

*Articolo 2***Definizioni**

Ai fini della presente direttiva si applicano le pertinenti definizioni della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾.

Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

▼M2

- 1) «energia da fonti rinnovabili» o «energia rinnovabile»: l'energia 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;
- 1 *bis*) «legname tondo industriale»: tronchi da sega, tronchi da impiallacciatura, legname da triturazione (tondelli o legno spaccato) e ogni altro tipo di legname tondo idoneo a fini industriali, escluso il legname tondo le cui caratteristiche quali specie, dimensioni, linearità e densità dei nodi, lo rendono non idoneo all'uso industriale come definito e debitamente giustificato dagli Stati membri in base alle pertinenti condizioni forestali e di mercato;

▼B

- 2) «energia dell'ambiente»: energia termica naturalmente disponibile ed energia accumulata in ambienti confinati, che può essere immagazzinata nell'aria dell'ambiente, esclusa l'aria esausta, o nelle acque superficiali o reflue;

⁽¹⁾ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55).

▼ B

- 3) «energia geotermica»: energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;

▼ M2

- 4) «consumo finale lordo di energia»: i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, il consumo di energia elettrica e di calore del settore elettrico per la produzione di energia elettrica e di calore, e le perdite di energia elettrica e di calore con la distribuzione e la trasmissione;

▼ B

- 5) «regime di sostegno»: strumento, regime o meccanismo, applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso di energia da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui può essere venduta o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di tale energia, includendo a titolo esemplificativo, ma non esaustivo, gli aiuti agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno nella forma di obblighi in materia di energie rinnovabili, inclusi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto sui prezzi, ivi comprese le tariffe onnicomprensive e le tariffe premio fisse o variabili;
- 6) «obbligo in materia di energie rinnovabili»: regime di sostegno che obbliga i produttori di energia a includere nella loro produzione una determinata quota di energia da fonti rinnovabili, i fornitori di energia a includere una determinata quota di energia da fonti rinnovabili nella loro offerta o i consumatori di energia a includere una determinata quota di energia da fonti rinnovabili nei loro consumi, compresi i regimi nei quali tali obblighi possono essere soddisfatti mediante l'uso di certificati verdi;
- 7) «strumento finanziario»: uno strumento finanziario quale definito all'articolo 2, punto 29), del regolamento (UE, Euratom) 2018/1046 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;
- 8) «PMI»: le microimprese, le piccole imprese o le medie imprese quali definite all'articolo 2 dell'allegato della raccomandazione 2003/361/CE della Commissione ⁽²⁾;

⁽¹⁾ Regolamento (UE, Euratom) 2018/1046 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 luglio 2018, che stabilisce le regole finanziarie applicabili al bilancio generale dell'Unione, che modifica i regolamenti (UE) n. 1296/2013, (UE) n. 1301/2013, (UE) n. 1303/2013, (UE) n. 1304/2013, (UE) n. 1309/2013, (UE) n. 1316/2013, (UE) n. 223/2014, (UE) n. 283/2014 e la decisione n. 541/2014/UE e abroga il regolamento (UE, Euratom) n. 966/2012 (GU L 193 del 30.7.2018, pag. 1).

⁽²⁾ Raccomandazione 2003/361/CE della Commissione, del 6 maggio 2003, relativa alla definizione delle microimprese, piccole e medie imprese (GU L 124 del 20.5.2003, pag. 36).

▼ B

9) «calore e freddo di scarto»: il calore o il freddo inevitabilmente ottenuti come sottoprodotti negli impianti industriali o di produzione di energia, o nel settore terziario, che si disperderebbero nell'aria o nell'acqua rimanendo inutilizzati e senza accesso a un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento, nel caso in cui la cogenerazione sia stata o sarà utilizzata o non sia praticabile;

▼ M2

9 *bis*) «zona di accelerazione per le energie rinnovabili»: luogo o zona specifici, terrestri o marini o delle acque interne, che uno Stato membro ha designato come particolarmente adatti per l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile;

9 *ter*) «apparecchiatura per l'energia solare»: apparecchiatura che converte l'energia solare in energia termica o elettrica, in particolare apparecchiatura solare termica e fotovoltaica;

▼ B

10) «revisione della potenza dell'impianto» (*repowering*): il rinnovamento delle centrali elettriche che producono energia rinnovabile, compresa la sostituzione integrale o parziale di impianti o apparecchiature e sistemi operativi al fine di sostituire capacità o di aumentare l'efficienza o la capacità dell'impianto;

11) «gestore del sistema di distribuzione»: gestore ai sensi dell'articolo 2, punto 6), della direttiva 2009/72/CE e dell'articolo 2, punto 6), della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;

12) «garanzia di origine»: documento elettronico che serve esclusivamente a provare a un cliente finale che una determinata quota o quantità di energia è stata prodotta da fonti rinnovabili;

13) «mix energetico residuale»: il mix energetico totale annuo di uno Stato membro, al netto della quota rappresentata dalle garanzie di origine annullate;

14) «autoconsumatore di energia rinnovabile»: un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;

▼ M2

14 *bis*) «zona di offerta»: la zona di offerta quale definita all'articolo 2, punto 65), del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾;

⁽¹⁾ Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 94).

⁽²⁾ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54).

▼ M2

- 14 *ter*) «tecnologia innovativa per l'energia rinnovabile»: una tecnologia per la generazione di energia rinnovabile che migliora, almeno in un modo, una tecnologia rinnovabile di punta comparabile o che rende sfruttabile una tecnologia per l'energia rinnovabile che non sia pienamente commercializzata o che comporta un chiaro livello di rischio;
- 14 *quater*) «sistema di misurazione intelligente»: un sistema di misurazione intelligente quale definito all'articolo 2, punto 23), della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;
- 14 *quinqüies*) «punto di ricarica»: un punto di ricarica quale definito all'articolo 2, punto 48), del regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾;
- 14 *sexies*) «partecipante al mercato»: un partecipante al mercato quale definito all'articolo 2, punto 25), del regolamento (UE) 2019/943;
- 14 *septies*) «mercati dell'energia elettrica»: i mercati dell'energia elettrica quali definiti all'articolo 2, punto 9), della direttiva (UE) 2019/944;
- 14 *octies*) «batteria per uso domestico»: la batteria ricaricabile a sé stante di capacità nominale superiore a 2 kwh, che può essere installata e usata in un ambiente domestico;
- 14 *nonies*) «batteria per veicoli elettrici»: una batteria per veicoli elettrici quale definita all'articolo 3, paragrafo 1, punto 14), del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽³⁾;
- 14 *decies*) «batteria industriale»: una batteria industriale quale definita all'articolo 3, paragrafo 1, punto 13), del regolamento (UE) 2023/1542;
- 14 *undecies*) «stato di salute»: lo stato di salute quale definito all'articolo 3, paragrafo 1, punto 28), del regolamento (UE) 2023/1542;
- 14 *duodecies*) «stato di carica»: lo stato di carica quale definito all'articolo 3, paragrafo 1, punto 27), del regolamento (UE) 2023/1542;
- 14 *terdecies*) «setpoint di potenza»: le informazioni dinamiche conservate nel sistema di gestione della batteria che prescrivono le impostazioni di potenza elettrica alle quali la batteria dovrebbe funzionare in modo ottimale durante le operazioni di ricarica o di scaricamento, in modo da ottimizzarne lo stato di salute e l'uso operativo;

⁽¹⁾ Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125).

⁽²⁾ Regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE (GU L 234 del 22.9.2023, pag. 1).

⁽³⁾ Regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 luglio 2023, relativo alle batterie e ai rifiuti di batterie, che modifica la direttiva 2008/98/CE e il regolamento (UE) 2019/1020 e che abroga la direttiva 2006/66/CE (GU L 191 del 28.7.2023, pag. 1).

▼ M2

- 14 *quaterdecies*) «ricarica intelligente»: l'operazione di ricarica in cui l'intensità dell'energia elettrica fornita alla batteria è adeguata in modo dinamico, sulla base delle informazioni ricevute mediante comunicazione elettronica;
- 14 *quindecies*) «autorità di regolazione»: un'autorità di regolazione quale definita all'articolo 2, punto 2), del regolamento (UE) 2019/943;
- 14 *sexdecies*) «ricarica bidirezionale»: la ricarica bidirezionale quale definita all'articolo 2, punto 11), del regolamento (EU) 2023/1804;
- 14 *septdecies*) «punto di ricarica di potenza standard»: un punto di ricarica di potenza standard quale definito all'articolo 2, punto 37), del regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- 14 *octodecies*) «accordo di acquisto di energia da fonti rinnovabili»: un contratto in base al quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia rinnovabile direttamente da un produttore, che comprende, ma non si limita a, gli accordi di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili e gli accordi di acquisto di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili;

▼ B

- 15) «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»: gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi del punto 14) e si trovano nello stesso edificio o condominio;
- 16) «comunità di energia rinnovabile»: soggetto giuridico:
- a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
 - b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
 - c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;
- 17) «accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili»: un contratto con il quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia elettrica da fonti rinnovabili direttamente da un produttore di energia elettrica;
- 18) «scambi tra pari» di energia rinnovabile: vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l'esecuzione e il regolamento automatizzati dell'operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore. Il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori;

▼ M2

- 18 *bis*) «industria»: le imprese e i prodotti che rientrano nelle sezioni B, C e F e nella sezione J, divisione 63, della classificazione statistica delle attività economiche (NACE REV.2), come stabilito dal regolamento (CE) n. 1893/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;
- 18 *ter*) «scopo non energetico»: l'uso di combustibili come materie prime in un processo industriale, anziché per produrre energia;

▼ B

- 19) «teleriscaldamento» o «teleraffrescamento»: la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da fonti centrali o decentrate di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffrescamento di spazi o di processi di lavorazione;
- 20) «teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti»: teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti quali definiti alla definizione dell'articolo 2, punto 41), della direttiva 2012/27/UE;
- 21) «cogenerazione ad alto rendimento»: la cogenerazione ad alto rendimento quale definita all'articolo 2, punto 34), della direttiva 2012/27/UE;
- 22) «attestato di prestazione energetica»: l'attestato di prestazione energetica quale definito all'articolo 2, punto 12), della direttiva 2010/31/UE;

▼ M2

- 22 *bis*) «combustibili rinnovabili»: biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa e combustibili rinnovabili di origine non biologica;
- 22 *ter*) «efficienza energetica al primo posto»: il principio dell'efficienza energetica al primo posto quale definito all'articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2018/1999;

▼ B

- 23) «rifiuto»: rifiuto quale definito all'articolo 3, punto 1), della direttiva 2008/98/CE, escluse le sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione;
- 24) «biomassa»: la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti, compresi i rifiuti industriali e urbani di origine biologica;
- 25) «biomassa agricola»: la biomassa risultante dall'agricoltura;
- 26) «biomassa forestale»: la biomassa risultante dalla silvicoltura;
- 27) «combustibili da biomassa»: combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 1893/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 dicembre 2006, che definisce la classificazione statistica delle attività economiche NACE Revisione 2 e modifica il regolamento (CEE) n. 3037/90 del Consiglio nonché alcuni regolamenti (CE) relativi a settori statistici specifici (GU L 393 del 30.12.2006, pag. 1).

▼ B

- 28) «biogas»: combustibile gassoso prodotto dalle biomasse;
- 29) «rifiuti organici»: rifiuti organici quali definiti all'articolo 3, punto 4), della direttiva 2008/98/CE;
- 30) «zona di approvvigionamento»: l'area geografica definita da cui provengono le materie prime di biomassa forestale, di cui sono disponibili informazioni affidabili e indipendenti e dove le condizioni sono sufficientemente omogenee per valutare il rischio presentato dalle caratteristiche di sostenibilità e legalità della biomassa forestale;
- 31) «rigenerazione forestale»: la ricostituzione con mezzi naturali o artificiali di un'area boschiva a seguito della rimozione della precedente popolazione forestale per abbattimento o per cause naturali, compresi gli incendi o le tempeste;
- 32) «bioliquidi»: combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento, prodotti a partire dalla biomassa;
- 33) «biocarburanti»: carburanti liquidi per il trasporto ricavati dalla biomassa;
- 34) «biocarburanti avanzati»: i biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte A;
- 35) «carburanti derivanti da carbonio riciclato»: combustibili liquidi e gassosi che sono prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile che non sono idonei al recupero di materie ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 2008/98/CE o dal gas derivante dal trattamento dei rifiuti e dal gas di scarico di origine non rinnovabile che sono prodotti come conseguenza inevitabile e non intenzionale del processo di produzione negli impianti industriali;

▼ M2

- 36) «combustibili rinnovabili di origine non biologica»: i combustibili liquidi e gassosi il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa;

▼ B

- 37) «biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni»: biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa le cui materie prime sono state prodotte nell'ambito di sistemi che evitano gli effetti di spostamento dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere mediante il miglioramento delle pratiche agricole e mediante la coltivazione in aree che non erano precedentemente utilizzate a tal fine, e che sono stati prodotti conformemente ai criteri di sostenibilità per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa di cui all'articolo 29;
- 38) «fornitore di combustibile»: un soggetto che fornisce combustibile al mercato ed è responsabile del passaggio di combustibile attraverso un punto di riscossione delle accise o, nel caso dell'energia elettrica o se non è dovuta alcuna accisa o se debitamente giustificato, qualsiasi altro soggetto pertinente designato da uno Stato membro;

▼ B

- 39) «colture amidacee»: colture comprendenti principalmente cereali, indipendentemente dal fatto che siano utilizzati solo i grani ovvero sia utilizzata l'intera pianta, come nel caso del mais verde; tuberi e radici, come patate, topinambur, patate dolci, manioca e ignami; e colture di bulbo-tuberi, quali la colocasia e la xantosoma;
- 40) «colture alimentari e foraggere»: colture amidacee, zuccherine o oleaginose prodotte su terreni agricoli come coltura principale, esclusi residui, rifiuti o materie ligno-cellulosiche e le colture intermedie, come le colture intercalari e le colture di copertura, a condizione che l'uso di tali colture intermedie non generi una domanda di terreni supplementari;
- 41) «materie ligno-cellulosiche»: materie composte da lignina, cellulosa ed emicellulosa quali la biomassa proveniente da foreste, le colture energetiche legnose e i residui e rifiuti della filiera forestale;
- 42) «materie cellulosiche di origine non alimentare»: materie prime composte principalmente da cellulosa ed emicellulosa e aventi un tenore di lignina inferiore a quello delle materie ligno-cellulosiche, compresi i residui di colture alimentari e foraggere, quali paglia, steli di granturco, pule e gusci, le colture energetiche erbacee a basso tenore di amido, quali loglio, panico verga, miscanthus, canna comune, le colture di copertura precedenti le colture principali e ad esse successive, le colture miste di leguminose e graminacee, i residui industriali, anche residui di colture alimentari e foraggere dopo che sono stati estratti gli olii vegetali, gli zuccheri, gli amidi e le proteine, e le materie derivate dai rifiuti organici, intendendo per colture miste di leguminose e graminacee e colture di copertura pascoli temporanei costituiti da un'associazione mista di graminacee e leguminose a basso tenore di amido che sono coltivati a turno breve per produrre foraggio per il bestiame e migliorare la fertilità del suolo al fine di ottenere rese superiori dalle colture arabili principali;
- 43) «residuo»: sostanza diversa dal prodotto o dai prodotti finali cui mira direttamente il processo di produzione; non costituisce l'obiettivo primario del processo di produzione e il processo non è stato deliberatamente modificato per ottenerlo;
- 44) «residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura»: residui che sono generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;

▼ M2

- 44 *bis*) «piantazione forestale»: una piantazione forestale quale definita all'articolo 2, punto 11), del regolamento (UE) 2023/1115 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2023/1115 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 31 maggio 2023, relativo alla messa a disposizione sul mercato dell'Unione e all'esportazione dall'Unione di determinate materie prime e determinati prodotti associati alla deforestazione e al degrado forestale e che abroga il regolamento (UE) n. 995/2010 (GU L 150 del 9.6.2023, pag. 206).

▼ M2

- 44 *ter*) «energia osmotica»: energia generata dalla differenza nella concentrazione salina tra due fluidi, come acqua dolce e salata;
- 44 *quater*) «efficienza del sistema»: la scelta di soluzioni efficienti dal punto di vista energetico che consentano anche un percorso di decarbonizzazione economicamente vantaggioso, una maggiore flessibilità e un uso efficiente delle risorse;
- 44 *quinquies*) «stoccaggio dell'energia co-ubicato»: un impianto di stoccaggio dell'energia combinato con un impianto per la produzione di energia rinnovabile e collegato allo stesso punto di accesso alla rete;
- 44 *sexies*) «veicolo elettrico solare»: un veicolo a motore dotato di un gruppo propulsore comprendente solo macchine elettriche non periferiche come convertitore di energia, con un sistema di accumulo di energia ricaricabile che può essere ricaricato esternamente e con pannelli fotovoltaici integrati al veicolo;

▼ B

- 45) «valore reale»: la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per alcune o per tutte le fasi di uno specifico processo di produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibile da biomassa calcolata secondo la metodologia definita nell'allegato V, parte C, o nell'allegato VI, parte B;
- 46) «valore tipico»: una stima delle emissioni di gas a effetto serra e della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per una particolare filiera di produzione del biocarburante, del bioliquido o del combustibile da biomassa, rappresentativa del consumo dell'Unione;
- 47) «valore standard»: un valore stabilito a partire da un valore tipico applicando fattori predeterminati e che, in circostanze definite dalla presente direttiva, può essere utilizzato al posto di un valore reale.

*Articolo 3***Obiettivo vincolante complessivo dell'Unione per il 2030****▼ M2**

1. Gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 42,5 %.

Gli Stati membri si impegnano collettivamente al fine di aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione, portandola al 45 % nel 2030.

Gli Stati membri fissano un obiettivo indicativo per la tecnologia innovativa per l'energia rinnovabile pari ad almeno il 5 % della nuova capacità di energia rinnovabile installata entro il 2030.

▼ B

2. Gli Stati membri fissano contributi nazionali per conseguire collettivamente l'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione per il 2030 di cui al paragrafo 1 del presente articolo, come parte dei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima in conformità degli articoli da 3 a 5 e da 9 a 14 del regolamento (UE) 2018/1999. Nell'elaborare le proposte dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, gli Stati membri possono prendere in considerazione la formula riportata nell'allegato II di tale regolamento.

▼ B

Se, sulla base della valutazione delle proposte dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, presentati ai sensi dell'articolo 9 del regolamento (UE) 2018/1999, giunge alla conclusione che i contributi nazionali degli Stati membri sono insufficienti per conseguire collettivamente l'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione, la Commissione segue la procedura di cui agli articoli 9 e 31 di tale regolamento.

▼ M2

3. Gli Stati membri adottano misure volte a garantire che l'energia da biomassa sia prodotta in modo tale da ridurre al minimo indebiti effetti di distorsione sul mercato delle materie prime della biomassa e l'impatto negativo sulla biodiversità, sull'ambiente e sul clima. A tal fine tengono conto della gerarchia dei rifiuti di cui all'articolo 4 della direttiva 2008/98/CE e garantiscono l'applicazione del principio dell'uso a cascata della biomassa, con particolare attenzione ai regimi di sostegno e tenendo debitamente conto delle specificità nazionali.

Gli Stati membri progettano i regimi di sostegno per l'energia da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa in modo da evitare di incentivare percorsi non sostenibili e distorcere la concorrenza con i settori dei materiali, al fine di garantire che la biomassa legnosa sia utilizzata in base al suo massimo valore aggiunto economico e ambientale nell'ordine di priorità seguente:

- a) prodotti a base di legno;
- b) prolungamento del ciclo di vita dei prodotti a base di legno;
- c) riutilizzo;
- d) riciclaggio;
- e) bioenergia; e
- f) smaltimento.

3 *bis*. Gli Stati membri possono derogare al principio dell'uso a cascata della biomassa di cui al paragrafo 3 laddove sia necessario per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Gli Stati membri possono inoltre derogare a tale principio laddove l'industria locale non sia in grado, sotto il profilo quantitativo o tecnico, di utilizzare la biomassa forestale per un valore aggiunto economico e ambientale che sia più elevato rispetto alla produzione dell'energia, per le materie prime provenienti da:

- a) necessarie attività di gestione forestale, volte a garantire operazioni di diradamento precommerciale o effettuate in conformità del diritto interno in materia di prevenzione degli incendi boschivi nelle zone ad alto rischio;
- b) esbosco di recupero a seguito di disturbi naturali documentati; o
- c) la raccolta di taluni legnami le cui caratteristiche non sono adatte per gli impianti di trattamento locali.

▼ M2

3 ter Non più di una volta all'anno, gli Stati membri notificano alla Commissione una sintesi delle deroghe al principio dell'uso a cascata della biomassa a norma del paragrafo 3 *bis*, unitamente ai motivi di tali deroghe e all'ambito geografico cui si applicano. La Commissione rende pubbliche le notifiche ricevute e può esprimere un parere pubblico riguardo qualunque di esse.

3 quater Gli Stati membri non concedono alcun sostegno finanziario diretto per:

- a) l'uso di tronchi da sega e da impiallacciatura, legname tondo di qualità industriale, ceppi e radici per produrre energia;
- b) la produzione di energia rinnovabile mediante l'incenerimento di rifiuti a meno che non siano stati rispettati gli obblighi in materia di raccolta differenziata stabiliti nella direttiva 2008/98/CE.

3 quinquies Fatto salvo il paragrafo 3, gli Stati membri non concedono alcun nuovo sostegno né rinnovano alcun sostegno alla produzione di energia elettrica da biomassa forestale in impianti per la produzione di sola energia elettrica, a meno che tale energia elettrica non soddisfi almeno una delle condizioni seguenti:

- a) è prodotta in una regione identificata in un piano territoriale per una transizione giusta stabilito in conformità dell'articolo 11 del regolamento (UE) 2021/1056 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾, a causa della sua dipendenza dai combustibili fossili solidi, e soddisfa i pertinenti requisiti di cui all'articolo 29, paragrafo 11, della presente direttiva;
- b) è prodotta applicando la cattura e lo stoccaggio della CO₂ da biomassa e soddisfa i requisiti di cui all'articolo 29, paragrafo 11, secondo comma;
- c) è prodotta in una regione ultraperiferica di cui all'articolo 349 TFUE, per un periodo limitato e con l'obiettivo di ridurre gradualmente, nella misura più ampia possibile, l'uso della biomassa forestale senza incidere sull'accesso a un'energia sicura.

Entro il 2027 la Commissione pubblica una relazione sull'impatto dei regimi nazionali di sostegno alla biomassa, incluso sulla biodiversità, sul clima e sull'ambiente, e sulle possibili distorsioni del mercato, e valuta la possibilità di ulteriori limitazioni per quanto riguarda i regimi di sostegno per la biomassa forestale.

▼ B

4. A decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non è inferiore alla quota base di riferimento indicata nella terza colonna della tabella riportata nell'allegato I, parte A, della presente direttiva. Gli Stati membri adottano le misure necessarie a garantire il rispetto di tale quota base di riferimento. Se uno Stato membro non mantiene la sua quota base di riferimento misurata su un periodo di un anno, si applica l'articolo 32, paragrafo 4, primo e secondo comma, del regolamento 2018/1999.

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2021/1056 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 giugno 2021, che istituisce il Fondo per una transizione giusta (GU L 231 del 30.6.2021, pag. 1).

▼ M2

4 *bis*. Gli Stati membri istituiscono un quadro, che può comprendere regimi di sostegno e misure che facilitano il ricorso ad accordi di compravendita di energie rinnovabili, che consente una diffusione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili a un livello coerente con il contributo nazionale dello Stato membro di cui al paragrafo 2 del presente articolo e a un ritmo compatibile con le traiettorie indicative di cui all'articolo 4, lettera a), punto 2), del regolamento (UE) 2018/1999. Il quadro affronta in particolare gli ostacoli che ancora si frappongono al raggiungimento di un livello elevato di fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili, inclusi quelli relativi alle procedure di rilascio delle autorizzazioni, e allo sviluppo delle necessarie infrastrutture di trasmissione, distribuzione e stoccaggio, incluso lo stoccaggio dell'energia co-ubicato. Nell'elaborare tale quadro, gli Stati membri tengono conto dell'energia elettrica da fonti rinnovabili supplementare necessaria per soddisfare la domanda nei settori dei trasporti, dell'industria, dell'edilizia, del riscaldamento e del raffrescamento e per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica. Gli Stati membri possono includere una sintesi delle politiche e delle misure previste dal quadro nonché una valutazione della loro attuazione, rispettivamente, nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima trasmessi a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e nelle relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 di tale regolamento.

▼ B

5. La Commissione sostiene gli obiettivi ambiziosi degli Stati membri introducendo un quadro favorevole che comprenda un maggior utilizzo dei fondi dell'Unione, compresi fondi aggiuntivi volti a favorire una transizione equa delle regioni ad alta intensità di carbonio verso un aumento delle quote di energia rinnovabile, in particolare gli strumenti finanziari, soprattutto per i seguenti fini:

- a) ridurre il costo del capitale per progetti di energia rinnovabile;
- b) realizzare progetti e programmi per integrare le fonti rinnovabili nel sistema energetico, aumentare la flessibilità del sistema energetico, mantenere la stabilità della rete e gestire le congestioni della rete;
- c) sviluppare l'infrastruttura della rete di trasmissione e di distribuzione, reti intelligenti, impianti di stoccaggio e interconnessioni, allo scopo di conseguire l'obiettivo del 15 % di interconnettività elettrica entro il 2030, per incrementare il livello di energia rinnovabile tecnicamente fattibile ed economicamente realizzabile nel sistema dell'energia elettrica;
- d) rafforzare la cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi attraverso progetti comuni, regimi di sostegno comuni e l'apertura di regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili a produttori situati in altri Stati membri.

6. La Commissione istituisce una piattaforma di facilitazione al fine di sostenere gli Stati membri che utilizzano i meccanismi di cooperazione per contribuire all'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione indicato al paragrafo 1.



Articolo 4

Regimi di sostegno per l'energia da fonti rinnovabili

1. Al fine di conseguire o superare l'obiettivo dell'Unione di cui all'articolo 3, paragrafo 1, e il contributo di ciascuno Stato membro a tale obiettivo definito a livello nazionale per la diffusione delle energie rinnovabili, gli Stati membri possono istituire dei regimi di sostegno.

2. I regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili prevedono l'erogazione di incentivi per l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica basati su criteri di mercato e che rispondono ai segnali di mercato, evitando inutili distorsioni dei mercati dell'energia elettrica e tenendo conto degli eventuali costi di integrazione del sistema e della stabilità della rete.

3. I regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili sono concepiti in modo da massimizzare l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica e garantire che i produttori di energia rinnovabile reagiscano ai segnali dei prezzi del mercato e massimizzino i loro ricavi sul mercato.

A tale fine, per quanto riguarda i regimi di sostegno diretto dei prezzi, il sostegno è concesso sotto forma di integrazione economica sul prezzo, che potrebbe, tra l'altro, essere fissa o variabile.

Gli Stati membri possono esonerare gli impianti di piccola taglia e i progetti pilota dagli obblighi di cui al presente paragrafo, fatta salva il diritto dell'Unione applicabile in materia di mercato interno dell'energia elettrica.

4. Gli Stati membri assicurano che il sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili sia concesso con modalità aperte, trasparenti, competitive, non discriminatorie ed efficaci sotto il profilo dei costi.

Gli Stati membri possono esentare dalle procedure di gara gli impianti di piccola taglia e i progetti pilota.

Gli Stati membri possono, inoltre, considerare l'istituzione di meccanismi tesi a garantire la diversificazione regionale, in termini di diffusione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare per garantire un'integrazione del sistema efficiente in termini di costi.

5. Gli Stati membri possono limitare le procedure di gara a determinate tecnologie qualora l'apertura dei regimi di sostegno a tutti i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili determini un risultato non ottimale per i seguenti motivi:

- a) il potenziale di lungo termine di una particolare tecnologia;
- b) la necessità di diversificazione;
- c) i costi di integrazione della rete;
- d) i vincoli di rete e la stabilità della rete;
- e) nel caso della biomassa, la necessità di evitare distorsioni sui mercati delle materie prime.

6. Se il sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili è concesso mediante una procedura di gara, al fine di assicurare un elevato tasso di realizzazione dei progetti gli Stati membri:

▼B

a) stabiliscono e pubblicano criteri non discriminatori e trasparenti per l'ammissibilità alle procedure di gara e definiscono date e norme chiare per la consegna del progetto;

b) pubblicano informazioni sulle gare precedenti, compresi i tassi di realizzazione dei progetti.

7. Per incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili nelle regioni ultraperiferiche e nelle piccole isole, gli Stati membri possono adeguare i regimi di sostegno finanziario a favore dei progetti situati in tali regioni al fine di tener conto dei costi di produzione connessi alle loro specifiche condizioni di isolamento e dipendenza dall'esterno.

8. Entro il 31 dicembre 2021, e successivamente ogni tre anni, la Commissione riferisce al Parlamento europeo e al Consiglio sui risultati delle procedure di gara per il sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili adottate nell'Unione, analizzando in particolare la loro capacità di:

a) conseguire una riduzione dei costi;

b) conseguire miglioramenti tecnologici;

c) conseguire alti tassi di realizzazione;

d) garantire una partecipazione non discriminatoria dei piccoli operatori e, se del caso, delle autorità locali;

e) limitare l'impatto ambientale;

f) garantire l'accettabilità locale;

g) garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e l'integrazione della rete.

9. Il presente articolo si applica fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE.

*Articolo 5***Apertura dei regimi di sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili**

1. Gli Stati membri hanno il diritto di decidere, conformemente agli articoli da 7 a 13 della presente direttiva, in che misura sostenere l'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in un altro Stato membro. Ciononostante, gli Stati membri possono aprire la partecipazione ai regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ai produttori situati in altri Stati membri alle condizioni stabilite nel presente articolo.

Quando aprono la partecipazione ai regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, gli Stati membri possono prevedere che il sostegno di una quota indicativa di nuova capacità, oppure del bilancio previsto per il regime di sostegno, in ciascun anno sia aperto ai produttori situati in altri Stati membri.

Tali quote indicative possono ammontare, in ciascun anno, almeno al 5 % tra il 2023 e il 2026 e almeno al 10 % tra il 2027 e il 2030 o, se inferiore, al livello di interconnettività degli Stati membri interessati in un ogni anno.

▼B

Al fine di acquisire ulteriore esperienza nell'attuazione, gli Stati membri possono organizzare uno o più progetti pilota di regimi in cui il sostegno sia aperto a produttori situati in altri Stati membri.

2. Gli Stati membri possono chiedere la prova dell'importazione fisica di energia elettrica da fonti rinnovabili. A tal fine, gli Stati membri possono limitare la partecipazione ai loro regimi di sostegno ai produttori situati negli Stati membri con i quali esiste un collegamento diretto tramite interconnettori. In ogni caso, gli Stati membri non modificano o influenzano in altro modo le programmazioni interzonal e l'allocazione delle capacità a motivo di produttori che partecipano a regimi di sostegno transfrontalieri. I trasferimenti transfrontalieri di energia elettrica sono determinati esclusivamente dal risultato dell'allocazione delle capacità ai sensi del diritto dell'Unione sul mercato interno dell'energia elettrica.

3. Se uno Stato membro decide di aprire la partecipazione ai regimi di sostegno ai produttori situati in altri Stati membri, gli Stati membri in questione concordano i principi di tale partecipazione. Tali accordi riguardano almeno i principi di allocazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto del sostegno transfrontaliero.

4. La Commissione, su richiesta degli Stati membri interessati, li assiste nel corso dell'intero processo di negoziazione e nella definizione delle modalità della cooperazione fornendo informazioni e analisi, compresi dati quantitativi e qualitativi sui costi e benefici diretti e indiretti della cooperazione, nonché orientamenti e consulenza tecnica. La Commissione può incoraggiare o facilitare lo scambio di buone prassi e può elaborare modelli di accordi di cooperazione per agevolare il processo di negoziazione. Entro il 2025 la Commissione valuta i costi e i benefici della diffusione nell'Unione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili derivanti dall'applicazione del presente articolo.

5. Entro il 2023 la Commissione effettua una valutazione dell'attuazione del presente articolo. Tale valutazione esamina la necessità di introdurre l'obbligo per gli Stati membri di aprire parzialmente la partecipazione ai propri regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ai produttori situati in altri Stati membri allo scopo di arrivare a un'apertura del 5 % entro il 2025 e a un'apertura del 10 % entro il 2030.

*Articolo 6***Stabilità del sostegno finanziario**

1. Fatti salvi gli adattamenti necessari per conformarsi agli articoli 107 e 108 TFUE, gli Stati membri provvedono affinché il livello e le condizioni del sostegno concesso ai progetti relativi alla produzione di energia rinnovabile non subiscano revisioni tali da incidere negativamente sui diritti conseguiti e minare la sostenibilità economica dei progetti che già beneficiano del sostegno.

2. Gli Stati membri possono adeguare il livello di sostegno in base a criteri oggettivi, a condizione che tali criteri siano stabiliti nella concessione originaria del regime di sostegno.

▼B

3. Gli Stati membri pubblicano un calendario a lungo termine che anticipi i previsti stanziamenti di sostegno e copra, come riferimento, almeno i cinque anni successivi o, in caso di vincoli di pianificazione di bilancio, i tre anni successivi, compresi, se del caso, il calendario indicativo, la frequenza dei bandi di gara, la capacità prevista e il bilancio previsto o il sostegno unitario che si prevede di allocare, nonché le tecnologie ammesse a beneficiarne, se applicabile. Il suddetto calendario è aggiornato su base annuale o, se necessario, per riflettere gli sviluppi recenti del mercato o la prevista allocazione del sostegno.

4. Almeno ogni cinque anni gli Stati membri valutano l'efficacia dei propri regimi di sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili e i relativi principali effetti distributivi sulle differenti categorie di consumatori e sugli investimenti. Tale valutazione tiene conto degli effetti di eventuali modifiche ai regimi di sostegno. La programmazione indicativa a lungo termine concernente le decisioni relative al sostegno e alla definizione di un nuovo sostegno tiene conto dei risultati di tale valutazione. Gli Stati membri integrano la valutazione nei pertinenti aggiornamenti dei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima e nelle relazioni sullo stato di avanzamento in conformità del regolamento (UE) 2018/1999.

*Articolo 7***Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili**

1. Il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili in ogni Stato membro è calcolato come la somma:

- a) del consumo finale lordo di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- b) del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il settore del riscaldamento e del raffrescamento; e
- c) del consumo finale di energia da fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti.

▼M2

Con riguardo alle lettere a), b) o c) del primo comma, per il calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, il gas e l'energia elettrica da fonti rinnovabili sono presi in considerazione una sola volta.

L'energia prodotta a partire da combustibili rinnovabili di origine non biologica è contabilizzata nel settore energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento o trasporti in cui è consumata.

Fatto salvo il terzo comma, gli Stati membri possono accettare, mediante uno specifico accordo di cooperazione, di conteggiare tutti o una parte dei combustibili rinnovabili di origine non biologica consumati in uno Stato membro ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo nello Stato membro in cui tali combustibili sono prodotti. Al fine di controllare se gli stessi combustibili rinnovabili di origine non biologica non siano conteggiati sia nello Stato membro in cui sono prodotti sia nello Stato membro in cui sono consumati e al fine di registrare il quantitativo conteggiato, gli Stati membri notificano alla Commissione ogni eventuale accordo di cooperazione siffatto. Tale accordo di cooperazione include il quantitativo di combustibili rinnovabili di origine non biologica da conteggiare in totale e per ciascuno Stato membro nonché la data in cui tale accordo di cooperazione deve diventare operativo.

▼B

Fatto salvo l'articolo 29, paragrafo 1, secondo comma, non sono presi in considerazione i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa che non soddisfino i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10.

▼M2

2. Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera a), il consumo finale lordo di energia elettrica da fonti rinnovabili è calcolato come quantità di energia elettrica prodotta in uno Stato membro da fonti rinnovabili, compresa l'energia elettrica prodotta da autoconsumatori di energia rinnovabile e da comunità di energia rinnovabile e l'energia elettrica da combustibili rinnovabili di origine non biologica, al netto della produzione di energia elettrica in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte e dell'energia elettrica utilizzata per produrre combustibili rinnovabili di origine non biologica.

▼B

Negli impianti multicombustibile che utilizzano fonti rinnovabili e non rinnovabili, si tiene conto unicamente della parte di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del relativo contenuto energetico.

L'energia elettrica da energia idraulica ed energia eolica è presa in considerazione conformemente alla formula di normalizzazione definita all'allegato II.

3. Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera b), il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il settore del riscaldamento e del raffrescamento è calcolato come quantità di teleriscaldamento e teleraffrescamento prodotta in uno Stato membro da fonti rinnovabili più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nel residenziale, nei servizi, nell'agricoltura, nella silvicoltura e nella pesca per il riscaldamento, il raffrescamento e i processi di lavorazione.

Negli impianti multicombustibile che utilizzano fonti rinnovabili e non rinnovabili, si tiene conto unicamente della parte di calore e di freddo prodotta a partire da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del relativo contenuto energetico.

Si tiene conto dell'energia dell'ambiente e geotermica utilizzata per il riscaldamento e il raffrescamento mediante pompe di calore e sistemi di teleraffrescamento ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera b), a condizione che l'energia finale fornita ecceda in maniera significativa l'apporto energetico primario necessario per far funzionare le pompe di calore. La quantità di calore o di freddo da considerare quale energia da fonti rinnovabili ai fini della presente direttiva è calcolata secondo la metodologia indicata all'allegato VII e tiene conto dell'uso di energia in tutti i settori di utilizzo finale.

Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera b), non si tiene conto dell'energia termica generata da sistemi energetici passivi, che consentono di diminuire il consumo di energia in modo passivo tramite la progettazione degli edifici o il calore generato da energia prodotta da fonti non rinnovabili.

▼ B

Entro il 31 dicembre 2021 la Commissione adotta atti delegati conformemente all'articolo 35 per integrare la presente direttiva stabilendo una metodologia di calcolo della quantità di energia da fonti rinnovabili usata per il raffrescamento e il teleraffrescamento e per modificare l'allegato VII.

Tale metodologia comprende fattori di prestazione stagionale minimi per le pompe di calore che funzionano a ciclo inverso.

4. Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera c, si applicano i requisiti seguenti:

▼ M2

a) il consumo finale di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti è calcolato come la somma di tutti i biocarburanti, biogas e combustibili rinnovabili di origine non biologica per il trasporto utilizzati nel settore dei trasporti. Sono compresi anche i combustibili rinnovabili forniti ai bunkeraggi marittimi internazionali.

▼ B

b) per il calcolo del consumo finale di energia nel settore dei trasporti sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'allegato III. Per determinare il contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'allegato III, gli Stati membri applicano le pertinenti norme dell'Organizzazione europea di normazione (*European Standards Organisation – ESO*) per determinare il potere calorifico dei carburanti. Se non sono state adottate norme ESO a tal fine, gli Stati membri si avvalgono delle pertinenti norme dell'Organizzazione internazionale per la standardizzazione (*International Organisation for Standardisation – ISO*).

5. La quota di energia da fonti rinnovabili è calcolata dividendo il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il consumo finale lordo di energia da tutte le fonti energetiche, espressa in percentuale.

Ai fini del presente paragrafo, primo comma, la somma di cui al presente articolo, paragrafo 1, primo comma, è adeguata in conformità degli articoli 8, 10, 12 e 13.

Nel calcolo del consumo finale lordo di energia di uno Stato membro nell'ambito della valutazione del conseguimento degli obiettivi e della traiettoria indicativa stabiliti dalla presente direttiva, la quantità di energia consumata nel settore dell'aviazione è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia di detto Stato membro, non superiore al 6,18 %. Per Cipro e Malta la quantità di energia consumata per l'aviazione è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia di tali Stati membri, non superiore al 4,12 %.

6. La metodologia e le definizioni utilizzate per il calcolo della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sono quelle fissate dal regolamento (CE) n. 1099/2008.

Gli Stati membri garantiscono la coerenza tra le informazioni statistiche utilizzate per il calcolo di tali quote settoriali e totali e le informazioni statistiche trasmesse alla Commissione ai sensi di tale regolamento.



Articolo 8

Piattaforma dell'Unione per lo sviluppo delle rinnovabili e trasferimenti statistici tra Stati membri

1. Gli Stati membri possono accordarsi per il trasferimento statistico da uno Stato membro all'altro di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili. La quantità trasferita è:

- a) dedotta dalla quantità di energia da fonti rinnovabili presa in considerazione, ai fini della presente direttiva, nel calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che effettua il trasferimento; e
- b) aggiunta alla quantità di energia da fonti rinnovabili presa in considerazione, ai fini della presente direttiva, nel calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che accetta il trasferimento.

2. Al fine di agevolare il raggiungimento dell'obiettivo dell'Unione fissato all'articolo 3, paragrafo 1, della presente direttiva e del contributo di ogni Stato membro a tale obiettivo ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 2, della presente direttiva, nonché al fine di facilitare i trasferimenti statistici ai sensi del paragrafo 1 del presente articolo, la Commissione istituisce una piattaforma dell'Unione per lo sviluppo delle rinnovabili (*Union renewable development platform – URDP*). Gli Stati membri possono presentare all'URDP, su base volontaria, i dati annuali sui propri contributi nazionali all'obiettivo dell'Unione o eventuali parametri di riferimento definiti per il monitoraggio dei progressi nel regolamento (UE) 2018/1999, incluso l'ammontare previsto del deficit o dell'eccedenza rispetto al loro contributo, e un'indicazione del prezzo al quale accetterebbero di trasferire le eventuali eccedenze di produzione di energia da fonti rinnovabili da o verso un altro Stato membro. Il prezzo di tali trasferimenti è fissato caso per caso sulla base del meccanismo dell'URDP di incontro tra domanda e offerta.

3. La Commissione garantisce che l'URDP sia in grado di far incontrare la domanda e l'offerta di quantitativi di energia da fonti rinnovabili che sono presi in considerazione nel calcolo della quota di energia rinnovabile di uno Stato membro sulla base dei prezzi o di altri criteri specificati dallo Stato membro che accetta il trasferimento.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 per integrare la presente direttiva, istituendo l'URDP e definendo le condizioni di perfezionamento dei trasferimenti ai sensi del paragrafo 5 del presente articolo.

4. Gli accordi di cui ai paragrafi 1 e 2 possono avere una durata di uno o più anni civili. Tali accordi sono notificati alla Commissione o perfezionati sull'URDP entro dodici mesi dalla fine di ciascun anno in cui hanno efficacia. Tra le informazioni trasmesse alla Commissione figurano la quantità e il prezzo dell'energia in questione. Per i trasferimenti perfezionati sull'URDP, le parti coinvolte e le informazioni sul singolo trasferimento sono rese pubbliche.

5. Gli effetti dei trasferimenti cominciano a decorrere dopo che tutti gli Stati membri interessati dal trasferimento ne abbiano dato notifica alla Commissione o una volta che tutte le condizioni di compensazione siano soddisfatte sull'URDP, a seconda dei casi.

▼B*Articolo 9***Progetti comuni tra Stati membri**

1. Due o più Stati membri possono cooperare su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da fonti rinnovabili. Tale cooperazione può comprendere operatori privati.

▼M2

1 *bis.* Entro il 31 dicembre 2025 ciascuno Stato membro concorda l'istituzione di un quadro di cooperazione su progetti comuni con uno o più Stati membri per la produzione di energia da fonti rinnovabili, secondo quanto segue:

- a) entro il 31 dicembre 2030 gli Stati membri si adoperano per concordare l'istituzione di almeno due progetti comuni;
- b) entro il 31 dicembre 2033 gli Stati membri con un consumo annuo di energia elettrica superiore a 100 TWh si adoperano per concordare l'istituzione di un terzo progetto comune.

L'individuazione di progetti comuni offshore è coerente con le esigenze individuate nei piani strategici di sviluppo della rete integrata offshore ad alto livello per ciascun bacino marittimo di cui all'articolo 14, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾ e nel piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), del regolamento (UE) 2019/943, ma può andare oltre tali esigenze e coinvolgere le autorità locali e regionali e imprese private.

Gli Stati membri si adoperano per un'equa distribuzione dei costi e dei benefici dei progetti comuni. A tal fine, gli Stati membri prendono in considerazione tutti i pertinenti costi e benefici dei progetti comuni nel relativo accordo di cooperazione.

Gli Stati membri notificano alla Commissione gli accordi di cooperazione, compresa la data in cui si prevede che i progetti comuni diventino operativi sono notificati alla Commissione. Si considera che i progetti finanziati con contributi nazionali nell'ambito del meccanismo unionale di finanziamento dell'energia rinnovabile istituito dal regolamento di esecuzione (UE) 2020/1294 della Commissione ⁽²⁾ abbiano adempiuto agli obblighi di cui al primo comma per gli Stati membri coinvolti.

▼B

2. Gli Stati membri notificano alla Commissione la quota o la quantità di energia elettrica, calore e freddo da fonti rinnovabili prodotte nell'ambito di progetti comuni realizzati sul proprio territorio che siano stati messi in servizio dopo il 25 giugno 2009 o grazie all'incremento di capacità di un impianto ristrutturato dopo tale data, da computare ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili di un altro Stato membro nell'ambito della presente direttiva.

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e le direttive 2009/73/CE e (UE) 2019/944, e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 (GU L 152 del 3.6.2022, pag. 45).

⁽²⁾ Regolamento di esecuzione (UE) 2020/1294 della Commissione, del 15 settembre 2020, sul meccanismo unionale di finanziamento dell'energia rinnovabile (GU L 303 del 17.9.2020, pag. 1).

▼B

3. La notifica di cui al paragrafo 2:
 - a) fornisce la descrizione dell'impianto proposto o l'indicazione dell'impianto ristrutturato;
 - b) specifica la quota o la quantità di energia elettrica, calore o freddo prodotte dall'impianto che devono essere computate ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili dell'altro Stato membro;
 - c) indica lo Stato membro in favore del quale è effettuata la notifica; e
 - d) precisa il periodo, in anni civili interi, durante il quale l'energia elettrica o il calore o freddo prodotti dall'impianto a partire da fonti rinnovabili devono essere computati ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili dell'altro Stato membro.
4. La durata di un progetto congiunto di cui al presente articolo può essere prorogata oltre il 2030.
5. Una notifica effettuata ai sensi del presente articolo non può essere modificata o ritirata senza il comune accordo dello Stato membro notificante e dello Stato membro indicato ai sensi del paragrafo 3, lettera c).
6. La Commissione, su richiesta degli Stati membri interessati, agevola l'avvio di progetti comuni tra gli Stati membri, in particolare tramite assistenza tecnica specifica e assistenza allo sviluppo dei progetti.

▼M2

7 *bis*. Sulla base degli obiettivi indicativi per la produzione di energia rinnovabile offshore da realizzare in ciascun bacino marittimo, individuati a norma dell'articolo 14 del regolamento (UE) 2022/869, gli Stati membri interessati pubblicano informazioni sui volumi di energia rinnovabile offshore che intendono conseguire mediante gare d'appalto, tenendo conto della fattibilità tecnica ed economica dell'infrastruttura di rete e delle attività già in corso. Gli Stati membri si adoperano per riservare spazio a progetti in materia di energia rinnovabile offshore nei loro piani di gestione dello spazio marittimo, tenendo conto delle attività già in corso nelle zone interessate. Al fine di agevolare il rilascio delle autorizzazioni per i progetti comuni in materia di energia rinnovabile offshore, gli Stati membri riducono la complessità e aumentano l'efficienza e la trasparenza della procedura di rilascio delle autorizzazioni, rafforzano la cooperazione tra di loro e, se del caso, istituiscono un punto di contatto unico. Al fine di aumentare l'accettazione da parte dell'opinione pubblica, gli Stati membri possono includere le comunità di energia rinnovabile nei progetti comuni di in materia di energia rinnovabile offshore.

▼B*Articolo 10***Effetti dei progetti comuni tra Stati membri**

1. Entro tre mesi dalla fine di ciascun anno che ricade nel periodo di cui all'articolo 9, paragrafo 3, lettera d), lo Stato membro che ha effettuato la notifica ai sensi dell'articolo 9 emette una lettera di notifica in cui dichiara:
 - a) la quantità totale di energia elettrica o di calore o freddo prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili dall'impianto oggetto della notifica di cui all'articolo 9; e

▼B

b) la quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili da tale impianto che dev'essere computata ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili di un altro Stato membro conformemente a quanto indicato nella notifica.

2. Lo Stato membro notificante trasmette la lettera di notifica allo Stato membro a favore del quale è effettuata la notifica e alla Commissione.

3. Ai fini della presente direttiva, la quantità di energia elettrica o di calore o freddo da fonti rinnovabili notificata conformemente al paragrafo 1, lettera b), è:

a) dedotta dalla quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta da fonti rinnovabili presa in considerazione nel calcolare la quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che emette la lettera di notifica ai sensi del paragrafo 1; e

b) sommata alla quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta da fonti rinnovabili presa in considerazione nel calcolare la quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che riceve la lettera di notifica ai sensi del paragrafo 2.

*Articolo 11***Progetti comuni tra Stati membri e paesi terzi**

1. Uno o più Stati membri possono cooperare con uno o più paesi terzi su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tale cooperazione può comprendere operatori privati e avviene nel pieno rispetto del diritto internazionale.

2. L'energia elettrica prodotta in un paese terzo da fonti rinnovabili è presa in considerazione ai fini del calcolo delle quote di energia rinnovabile degli Stati membri solo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

a) l'energia elettrica è consumata nell'Unione, requisito che si considera soddisfatto quando:

i) una quantità di energia elettrica equivalente all'energia elettrica contabilizzata è stata definitivamente attribuita alla capacità di interconnessione assegnata da parte di tutti i gestori del sistema di trasmissione responsabile nel paese d'origine, nel paese di destinazione e, se del caso, in ciascun paese terzo di transito;

ii) una quantità di energia elettrica equivalente all'energia elettrica contabilizzata è stata definitivamente registrata nella tabella di programmazione da parte del gestore del sistema di trasmissione responsabile nella parte dell'Unione di un interconnettore; e

iii) la capacità nominata e la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte dell'impianto di cui alla lettera b) si riferiscono allo stesso periodo;

▼B

- b) l'energia elettrica è prodotta in un impianto entrato in esercizio dopo il 25 giugno 2009 o da un impianto che è stato ristrutturato, accrescendone la capacità, dopo tale data nell'ambito di un progetto comune di cui al paragrafo 1;
- c) la quantità di energia elettrica prodotta ed esportata non ha beneficiato di un sostegno da parte di un regime di sostegno di un paese terzo diverso da un aiuto agli investimenti concesso per l'impianto; e
- d) l'energia elettrica è stata prodotta nel rispetto del diritto internazionale, in un paese terzo firmatario della convenzione del Consiglio d'Europa per la salvaguardia dei diritti dell'uomo e delle libertà fondamentali o di altri trattati o convenzioni internazionali sui diritti umani.

3. Ai fini del paragrafo 4, gli Stati membri possono chiedere alla Commissione di tenere conto dell'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta e consumata in un paese terzo, nell'ambito della costruzione di un interconnettore che richieda tempi lunghi di realizzazione tra lo Stato membro e un paese terzo, alle seguenti condizioni:

- a) la costruzione dell'interconnettore deve essere iniziata entro il 31 dicembre 2026;
- b) non è possibile mettere in esercizio l'interconnettore entro il 31 dicembre 2030;
- c) è possibile mettere in esercizio l'interconnettore entro il 31 dicembre 2032;
- d) dopo l'entrata in esercizio, l'interconnettore sarà utilizzato per l'esportazione verso l'Unione, ai sensi del paragrafo 2, di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- e) la richiesta si riferisce a un progetto comune che soddisfi i criteri indicati al paragrafo 2, lettere b) e c), e che utilizzerà l'interconnettore dopo la sua entrata in esercizio e per una quantità di energia elettrica che non sia superiore alla quantità che sarà esportata verso l'Unione dopo l'entrata in esercizio dell'interconnettore.

4. La quota o la quantità di energia elettrica prodotta da qualsiasi impianto nel territorio di un paese terzo che deve essere computata ai fini della quota di energia rinnovabile di uno o più Stati membri nell'ambito della presente direttiva è notificata alla Commissione. Quando sono interessati più Stati membri, la ripartizione di tale quota o quantità tra Stati membri è notificata alla Commissione. La quota o la quantità non è superiore alla quota o alla quantità effettivamente esportata nell'Unione e ivi consumata, corrisponde alla quantità di cui al paragrafo 2, lettera a), punti i) e ii), ed è conforme alle condizioni di cui al paragrafo 2, lettera a). La notifica è effettuata da ciascuno Stato membro ai fini del cui obiettivo nazionale generale deve essere computata la quota o la quantità di energia elettrica.

5. La notifica di cui al paragrafo 4:

- a) fornisce la descrizione dell'impianto proposto o l'indicazione dell'impianto ristrutturato;

▼B

- b) specifica la quota o la quantità di energia elettrica prodotta nell'impianto da computare ai fini della quota di energia rinnovabile di uno Stato membro e, fatte salve le disposizioni in materia di confidenzialità, le corrispondenti disposizioni finanziarie;
 - c) precisa il periodo, in anni civili interi, durante il quale l'energia elettrica deve essere computata ai fini della quota di energia rinnovabile dello Stato membro; e
 - d) comporta un riconoscimento scritto delle lettere b) e c) da parte del paese terzo sul cui territorio l'impianto è destinato a entrare in esercizio e un'indicazione della quota o della quantità di energia elettrica prodotte dall'impianto che saranno utilizzate a livello nazionale.
6. La durata di un progetto congiunto di cui al presente articolo può essere estesa oltre il 2030.
7. Una notifica effettuata ai sensi del presente articolo è modificata o ritirata solo qualora vi sia comune accordo tra lo Stato membro notificante e il paese terzo che ha riconosciuto il progetto comune in conformità del paragrafo 5, lettera d).
8. Gli Stati membri e l'Unione incoraggiano i pertinenti organi della Comunità dell'energia a prendere, in conformità con tale trattato, le misure necessarie per consentire alle parti contraenti di applicare le disposizioni in materia di cooperazione tra Stati membri previste dalla presente direttiva.

*Articolo 12***Effetti dei progetti comuni tra Stati membri e paesi terzi**

1. Entro dodici mesi dalla fine di ciascun anno che ricade nel periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 5, lettera c), lo Stato membro notificante emette una lettera di notifica in cui dichiara:
- a) la quantità totale di energia elettrica prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili dall'impianto oggetto della notifica ai sensi dell'articolo 11;
 - b) la quantità di energia elettrica prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili da tale impianto che deve essere computata ai fini della sua quota di energia rinnovabile conformemente a quanto indicato nella notifica ai sensi dell'articolo 11; e
 - c) la prova del soddisfacimento delle condizioni di cui all'articolo 11, paragrafo 2.
2. Lo Stato membro di cui al paragrafo 1 trasmette la lettera di notifica alla Commissione e al paese terzo che ha riconosciuto il progetto in conformità dell'articolo 11, paragrafo 5, lettera d).

▼B

3. Ai fini del calcolo delle quote di energia rinnovabile nell'ambito della presente direttiva, la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili notificata conformemente al paragrafo 1, lettera b), è sommata alla quantità di energia da fonti rinnovabili presa in considerazione nel calcolare le quote di energia rinnovabile dello Stato membro che emette la lettera di notifica.

*Articolo 13***Regimi di sostegno comuni**

1. Fatti salvi gli obblighi imposti agli Stati membri dall'articolo 5, due o più Stati membri possono decidere, su base volontaria, di unire o coordinare parzialmente i loro regimi di sostegno nazionali. In questi casi una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili prodotta nel territorio di uno Stato membro partecipante può essere computata ai fini della quota di energia rinnovabile di un altro Stato membro partecipante, a condizione che gli Stati membri interessati:

- a) effettuino un trasferimento statistico di importi specifici di energia da fonti rinnovabili da uno Stato membro verso un altro Stato membro in conformità dell'articolo 8; o
- b) istituiscano una norma di distribuzione, concordata dagli Stati membri partecipanti, che distribuisce quantità di energia da fonti rinnovabili tra gli Stati membri partecipanti.

La norma di distribuzione di cui alla lettera b) del primo comma è notificata alla Commissione entro tre mesi dalla fine del primo anno in cui prende effetto.

2. Entro tre mesi dalla fine di ogni anno, gli Stati membri che hanno effettuato una notifica ai sensi del secondo comma del paragrafo 1 emettono una lettera di notifica che indica la quantità totale di energia elettrica o calore o freddo da fonti rinnovabili prodotta nell'anno a cui si applica la norma di distribuzione.

3. Ai fini del calcolo delle quote di energia rinnovabile nell'ambito della presente direttiva, la quantità di energia elettrica, di calore o di freddo da fonti rinnovabili notificata conformemente al paragrafo 2 è ridistribuita tra gli Stati membri interessati in conformità della norma di distribuzione notificata.

4. La Commissione diffonde orientamenti e buone prassi e, su richiesta degli Stati membri interessati, favorisce l'istituzione di regimi di sostegno comuni tra gli Stati membri.

*Articolo 14***Aumento di capacità**

Ai fini dell'articolo 9, paragrafo 2, e dell'articolo 11, paragrafo 2, lettera b), le unità di energia da fonti rinnovabili dovute all'aumento di capacità di un impianto sono considerate come se fossero prodotte da un impianto distinto messo in servizio al momento in cui si è verificato l'aumento di capacità.

▼B*Articolo 15***Procedure amministrative, regolamentazioni e codici****▼M2**

1. Gli Stati membri assicurano che le norme nazionali in materia di procedure di autorizzazione, certificazione e rilascio delle licenze applicabili agli impianti e alle relative reti di trasmissione e distribuzione per la produzione di energia elettrica, di calore o di freddo da fonti rinnovabili, al processo di trasformazione della biomassa in biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa o altri prodotti energetici e ai combustibili rinnovabili di origine non biologica siano proporzionate e necessarie e contribuiscano all'attuazione del principio che dà priorità all'efficienza energetica.

▼B

Gli Stati membri prendono in particolare le misure appropriate per assicurare che:

- a) le procedure amministrative siano razionalizzate e accelerate al livello amministrativo adeguato e siano fissati termini prevedibili per le procedure di cui al primo comma;
- b) le norme in materia di autorizzazione, certificazione e concessione di licenze siano oggettive, trasparenti e proporzionate, non contengano discriminazioni tra partecipanti e tengano pienamente conto delle specificità di ogni singola tecnologia per le energie rinnovabili;
- c) le spese amministrative pagate da consumatori, urbanisti, architetti, imprese edili e installatori e fornitori di attrezzature e di sistemi siano trasparenti e proporzionate ai costi; e
- d) siano previste procedure di autorizzazione semplificate e meno gravose, anche attraverso una procedura di notifica semplice per dispositivi decentrati, e per la produzione e lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili.

▼M2

2. Gli Stati membri definiscono chiaramente le specifiche tecniche da rispettare affinché le apparecchiature e i sistemi per le energie rinnovabili possano beneficiare dei regimi di sostegno ed essere ammissibili nell'ambito degli appalti pubblici. Se esistono norme armonizzate o norme europee, quali ad esempio sistemi di riferimento tecnico creati da organismi europei di standardizzazione, le specifiche tecniche sono redatte in conformità di dette norme. È accordata la precedenza alle norme armonizzate i cui riferimenti siano stati pubblicati nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* a sostegno del diritto dell'Unione, tra cui il regolamento (UE) 2017/1369 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾ e la direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾. In mancanza di tali norme si utilizzano, nell'ordine, altre norme

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2017/1369 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 luglio 2017, che istituisce un quadro per l'etichettatura energetica e che abroga la direttiva 2010/30/UE (GU L 198 del 28.7.2017, pag. 1).

⁽²⁾ Direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 ottobre 2009, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia (GU L 285 del 31.10.2009, pag. 10).

▼ M2

armonizzate e norme europee. Le specifiche tecniche non prescrivono dove le apparecchiature e i sistemi debbano essere certificati e non ostacolano il corretto funzionamento del mercato interno.

2 *bis*. Gli Stati membri promuovono la sperimentazione di tecnologie innovative per le energie rinnovabili per la produzione, la condivisione e lo stoccaggio dell'energia rinnovabile attraverso progetti pilota in ambiente reale, per un periodo limitato, conformemente al diritto dell'Unione applicabile e accompagnata da opportune garanzie per garantire il funzionamento sicuro del sistema energetico ed evitare effetti sproporzionati sul funzionamento del mercato interno, sotto la supervisione di un'autorità competente.

3. Gli Stati membri provvedono affinché le autorità competenti a livello nazionale, regionale e locale inseriscano disposizioni volte all'integrazione e alla diffusione delle energie rinnovabili, anche per l'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili e le comunità di energia rinnovabile, e per l'uso dell'inevitabile calore e freddo di scarto in sede di pianificazione, compresa la pianificazione precoce del territorio, la progettazione, la costruzione e la ristrutturazione di infrastrutture urbane, aree industriali, commerciali o residenziali e infrastrutture energetiche e dei trasporti, comprese le reti di energia elettrica, teleriscaldamento e teleraffrescamento, gas naturale e combustibili alternativi. In particolare, gli Stati membri incoraggiano gli organi amministrativi locali e regionali a includere, se del caso, il riscaldamento e il raffrescamento da fonti rinnovabili nella pianificazione delle infrastrutture urbane e a consultare gli operatori di rete per tenere conto dell'impatto esercitato sui piani di sviluppo infrastrutturale degli operatori di rete dai programmi di efficienza energetica e di gestione della domanda nonché dalle disposizioni specifiche in materia di autoconsumo di energia da fonti rinnovabili e comunità di energia rinnovabile.

8. Gli Stati membri valutano gli ostacoli normativi e amministrativi agli accordi di compravendita di energia rinnovabile a lungo termine, eliminano gli ostacoli ingiustificati a tali accordi e ne promuovono l'adozione, anche esplorando le modalità per ridurre i rischi finanziari ad essi associati, in particolare utilizzando garanzie di credito. Assicurano che tali accordi non siano soggetti a procedure o oneri sproporzionati o discriminatori e che le relative garanzie di origine possano essere trasferite all'acquirente dell'energia rinnovabile nell'ambito dell'accordo per l'acquisto di energia rinnovabile.

Gli Stati membri descrivono le proprie politiche e misure volte a promuovere la diffusione di accordi di compravendita di energia rinnovabile nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 di tale regolamento. Essi forniscono inoltre, in tali relazioni intermedie, un'indicazione della produzione di energia da fonti rinnovabili sostenuta da accordi di compravendita di energia rinnovabile.

▼ M2

In seguito alla valutazione di cui al primo comma, la Commissione analizza gli ostacoli agli accordi di compravendita di energia rinnovabile a lungo termine e, in particolare, alla diffusione degli accordi transfrontalieri di compravendita di energia rinnovabile, e formula orientamenti sull'eliminazione di tali ostacoli.

9. Entro il 21 novembre 2025, la Commissione valuta la necessità di misure supplementari per sostenere gli Stati membri nell'attuazione delle procedure di rilascio delle autorizzazioni stabilite dalla presente direttiva, anche attraverso lo sviluppo di indicatori chiave di prestazione indicativi.

*Articolo 15 bis***Utilizzo dell'energia rinnovabile nell'edilizia**

1. Al fine di promuovere la produzione e l'uso di energia rinnovabile nel settore dell'edilizia, gli Stati membri determinano una quota nazionale indicativa di energia rinnovabile prodotta in loco o nelle vicinanze nonché di energia rinnovabile proveniente dalla rete nel consumo di energia finale nel loro settore edile nel 2030 che sia coerente con un obiettivo indicativo di una quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo di energia finale dell'Unione nel 2030 nel settore dell'edilizia pari almeno al 49 %. I piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 includono la quota nazionale indicativa determinata dagli Stati membri e informazioni su come intendono raggiungerla.

2. Gli Stati membri possono conteggiare il calore e il freddo di scarto ai fini della quota nazionale indicativa paragrafo 1, fino a un limite del 20 % di tale quota. Se decidono di procedere in tal senso, la quota nazionale indicativa aumenta della metà della percentuale di calore e freddo di scarto conteggiata ai fini di tale quota.

3. Nelle regolamentazioni e nei codici in materia edilizia nazionali e, se del caso, nei rispettivi regimi di sostegno gli Stati membri introducono misure adeguate volte ad aumentare la quota di energia elettrica e di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze nonché di energia rinnovabile proveniente dalla rete nel parco immobiliare. Tali misure possono includere misure nazionali relative a incrementi sostanziali dell'autoconsumo di energia rinnovabile, alle comunità di energia rinnovabile, allo stoccaggio dell'energia a livello locale, alla ricarica intelligente e alla ricarica bidirezionale e ad altri servizi di flessibilità come la gestione della domanda, e in combinazione con miglioramenti dell'efficienza energetica relativi alla cogenerazione e importanti ristrutturazioni che aumentano il numero degli edifici a energia quasi zero e degli edifici che vanno oltre i requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti a norma dell'articolo 4 della direttiva 2010/31/UE.

Al fine di conseguire la quota indicativa di energia rinnovabile di cui al paragrafo 1, nelle regolamentazioni e nei codici in materia edilizia nazionali e, se del caso, nei loro regimi di sostegno o con altri strumenti aventi effetto equivalente, gli Stati membri impongono l'uso di livelli minimi di energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze nonché di energia rinnovabile proveniente dalla rete, negli edifici nuovi e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni importanti o a un ammodernamento del sistema di riscaldamento, in conformità con la direttiva 2010/31/UE, laddove sia economicamente, tecnicamente e funzionalmente fattibile. Gli Stati membri consentono che tali livelli minimi siano soddisfatti mediante, tra l'altro, un teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti.

▼ M2

Per gli edifici esistenti, il primo comma si applica alle forze armate solo nella misura in cui ciò non sia in contrasto con la natura e l'obiettivo primario delle attività delle forze armate e ad eccezione dei materiali utilizzati esclusivamente a fini militari.

4. Gli Stati membri provvedono affinché gli edifici pubblici nazionali, regionali e locali svolgano un ruolo esemplare per quanto concerne la quota di energia rinnovabile utilizzata, conformemente all'articolo 9 della direttiva 2010/31/UE e all'articolo 5 della direttiva 2012/27/UE. Gli Stati membri possono consentire che tale obbligo sia soddisfatto prevedendo, tra l'altro, che i tetti degli edifici pubblici o misti pubblico-privato siano utilizzati da terzi per impianti che producono energia da fonti rinnovabili.

5. Ove ritenuto pertinente, gli Stati membri possono promuovere la cooperazione tra le autorità locali e le comunità di energia rinnovabile nel settore dell'edilizia, in particolare attraverso il ricorso agli appalti pubblici.

6. Per conseguire la quota indicativa di energia rinnovabile di cui al paragrafo 1, gli Stati membri promuovono l'uso di sistemi e di apparecchiature per il riscaldamento e il raffrescamento da rinnovabili e possono promuovere tecnologie innovative come i sistemi e le apparecchiature elettrificati di riscaldamento e raffrescamento intelligenti e basati sulle energie rinnovabili, integrati, se del caso, dalla gestione intelligente del consumo di energia negli edifici. A tal fine gli Stati membri utilizzano tutti gli incentivi, gli strumenti e le misure adeguati quali le etichette energetiche sviluppate a norma del regolamento (UE) 2017/1369, gli attestati di prestazione energetica stabiliti ai sensi dell'articolo 11 della direttiva 2010/31/UE e altre certificazioni o norme adeguate sviluppate a livello dell'Unione o nazionale, e garantiscono che siano fornite un'informazione e una consulenza appropriate sulle alternative ad alta efficienza energetica basate sulle rinnovabili, nonché sugli strumenti finanziari e sugli incentivi disponibili al fine di favorire l'aumento del tasso di sostituzione dei vecchi impianti di riscaldamento e il passaggio a soluzioni basate sulle energie rinnovabili.

*Articolo 15 ter***Mappatura delle zone necessarie per i contributi nazionali all'obiettivo complessivo dell'Unione di energia rinnovabile per il 2030**

1. Entro il 21 maggio 2025, gli Stati membri procedono a una mappatura coordinata in vista della diffusione delle energie rinnovabili sul loro territorio al fine di individuare il potenziale nazionale e la superficie terrestre, il sottosuolo, le aree marine o delle acque interne disponibili necessari per l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, e delle relative infrastrutture, quali la rete e gli impianti di stoccaggio, compreso lo stoccaggio termico, che sono necessari per soddisfare almeno il loro contributo nazionale all'obiettivo complessivo dell'Unione in materia di energia rinnovabile per il 2030 stabilito all'articolo 3, paragrafo 1, della presente direttiva. A tal fine, gli Stati membri possono utilizzare i loro documenti o piani di pianificazione dello spazio

▼ M2

esistenti, compresi i piani di gestione dello spazio marittimo realizzati a norma della direttiva 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁾ o basarsi su di essi. Gli Stati membri garantiscono il coordinamento tra tutte le autorità e gli enti pertinenti a livello nazionale, regionale e locale, compresi gli operatori di rete, nella mappatura delle zone necessarie, se del caso.

Gli Stati membri garantiscono che tali zone, compresi gli impianti di produzione di energia rinnovabile esistenti, e i meccanismi di cooperazione sono commisurati alle traiettorie stimate e alla potenza totale installata pianificata delle tecnologie per le energie rinnovabili stabilite nei piani nazionali per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999.

2. Ai fini dell'individuazione delle zone di cui al paragrafo 1, gli Stati membri tengono conto in particolare:

- a) della disponibilità di energia da fonti rinnovabili e del potenziale di produzione di energia rinnovabile offerto dai diversi tipi di tecnologia nella superficie terrestre, nel sottosuolo, nelle aree marine o delle acque interne;
- b) della domanda di energia in base alle proiezioni, tenendo conto della potenziale flessibilità della gestione attiva della domanda, dei guadagni previsti in termini di efficienza e dell'integrazione del sistema energetico;
- c) della disponibilità di infrastrutture energetiche pertinenti, tra cui reti, impianti di stoccaggio e altri strumenti di flessibilità, o della possibilità di creare o migliorare tali infrastrutture di rete e impianti di stoccaggio.

3. Gli Stati membri favoriscono l'uso polivalente delle zone di cui al paragrafo 1. I progetti in materia di energia rinnovabile sono compatibili con gli usi preesistenti di tali zone.

4. Gli Stati membri riesaminano e, laddove necessario, aggiornano periodicamente le zone di cui al paragrafo 1 del presente articolo, in particolare nel contesto degli aggiornamenti dei loro piani nazionali per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999.

*Articolo 15 quater***Zone di accelerazione per le energie rinnovabili**

1. Entro il 21 febbraio 2026, gli Stati membri assicurano che le autorità competenti adottino uno o più piani che designano, come sottoinsieme delle zone di cui all'articolo 15 *ter*, paragrafo 1, zone di accelerazione per uno o più tipi di energie da fonti rinnovabili. Gli Stati membri possono escludere gli impianti di combustione a biomassa e le centrali idroelettriche. In tali piani le autorità competenti:

- a) designano zone terrestri, delle acque interne e marine sufficientemente omogenee in cui la diffusione di uno o più tipi specifici di energia da fonti rinnovabili non dovrebbe avere impatti ambientali significativi, tenuto conto delle specificità della zona prescelta, e nel contempo:

⁽¹⁾ Direttiva 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 luglio 2014, che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo (GU L 257 del 28.8.2014, pag. 135).

▼ M2

- i) danno priorità alle superfici artificiali ed edificate, come i tetti e le facciate degli edifici, le infrastrutture di trasporto e le zone immediatamente circostanti, i parcheggi, le aziende agricole, i siti di smaltimento dei rifiuti, i siti industriali, le miniere, i corpi idrici interni artificiali, i laghi o i bacini artificiali e, se del caso, i siti di trattamento delle acque reflue urbane, così come i terreni degradati non utilizzabili per attività agricole;
- ii) escludono i siti Natura 2000, le zone designate a titolo di regimi nazionali di protezione per la conservazione della natura e della biodiversità, le principali rotte migratorie di uccelli e mammiferi marini e altre zone individuate sulla base delle mappe delle zone sensibili e degli strumenti di cui al punto iii), ad eccezione delle superfici artificiali ed edificate situate in tali zone, quali tetti, parcheggi o infrastrutture di trasporto;
- iii) usano tutti gli strumenti e le serie di dati opportuni e proporzionati per individuare le zone in cui gli impianti di produzione di energia rinnovabile non abbiano un notevole impatto ambientale, compresa la mappatura delle zone sensibili sotto il profilo florifaunistico, tenendo conto nel contempo dei dati disponibili nel contesto dello sviluppo di una rete Natura 2000 coerente, sia per quanto riguarda i tipi di habitat e le specie di cui alla direttiva 92/43/CEE del Consiglio ⁽¹⁾, sia per quanto riguarda gli uccelli e i siti protetti a norma della direttiva 2009/147/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾;
- b) stabiliscono norme adeguate per le zone di accelerazione per le energie rinnovabili, comprese le misure di mitigazione efficaci da adottare per l'installazione degli impianti di produzione di energia rinnovabile e degli impianti di stoccaggio dell'energia co-ubicati, nonché delle opere necessarie per la connessione di tali impianti e impianti di stoccaggio alla rete, al fine di evitare l'impatto ambientale negativo che potrebbe verificarsi o, qualora ciò non sia possibile, ridurlo. Se del caso, garantiscono che siano applicate misure di mitigazione adeguate in modo proporzionato e tempestivo per garantire il rispetto degli obblighi di cui all'articolo 6, paragrafo 2, e all'articolo 12, paragrafo 1, della direttiva 92/43/CEE, all'articolo 5 della direttiva 2009/147/CEE e all'articolo 4, paragrafo 1, lettera a), punto i), della direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽³⁾ e per evitare il deterioramento e conseguire un buono stato ecologico o un buon potenziale ecologico conformemente all'articolo 4, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2000/60/CE.

Le norme di cui alla lettera b) del primo comma sono concepite secondo le specificità di ciascuna zona di accelerazione per le energie rinnovabili individuate, il tipo o i tipi di tecnologia per le energie rinnovabili o la tecnologia da sviluppare in ciascuna zona e l'impatto ambientale individuato.

⁽¹⁾ Direttiva 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (GU L 206 del 22.7.1992, pag. 7).

⁽²⁾ Direttiva 2009/147/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 novembre 2009, concernente la conservazione degli uccelli selvatici (GU L 20 del 26.1.2010, pag. 7).

⁽³⁾ Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque (GU L 327 del 22.12.2000, pag. 1).

▼ M2

Il rispetto delle norme di cui al primo comma, lettera b), del presente paragrafo e l'attuazione delle opportune misure di mitigazione nell'ambito del progetto fanno presumere che il progetto non violi tali disposizioni, fatto salvo l'articolo 16 *bis*, paragrafi 4 e 5, della presente direttiva. Se le nuove misure di mitigazione volte a prevenire il più possibile l'uccisione o la perturbazione di specie protette ai sensi della direttiva 92/43/CEE e della direttiva 2009/147/CE, o qualsiasi altro impatto ambientale, non sono state ampiamente sperimentate per quanto riguarda la loro efficacia, gli Stati membri possono autorizzarne l'uso in uno o più progetti pilota per un periodo di tempo limitato, a condizione che sia attentamente monitorata l'efficacia di tali misure e siano adottati immediatamente provvedimenti adeguati se risultano inefficaci.

Gli Stati membri illustrano nel piano la valutazione effettuata per individuare ciascuna zona di accelerazione designata sulla base dei criteri di cui alla lettera a) e per individuare le opportune misure di mitigazione.

2. Prima della loro adozione, i piani in cui sono designate le zone di accelerazione per le energie rinnovabili formano oggetto di una valutazione ambientale a norma della direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾ e, laddove siano suscettibili di avere un'incidenza significativa sui siti della rete Natura 2000, di una opportuna valutazione a norma dell'articolo 6, paragrafo 3, della direttiva 92/43/CEE.

3. Gli Stati membri decidono le dimensioni delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili alla luce delle specificità e dei requisiti del tipo o dei tipi di tecnologia per la quale istituiscono tali zone di accelerazione per le energie rinnovabili. Pur mantenendo una certa discrezionalità nel decidere in merito alle dimensioni di tali zone, gli Stati membri provvedono a garantire che le dimensioni combinate di tali zone siano sostanziali e contribuiscano al conseguimento degli obiettivi di cui alla presente direttiva. I piani in cui sono designate le zone di accelerazione per le energie rinnovabili di cui al paragrafo 1, primo comma, del presente articolo sono resi pubblici e riesaminati periodicamente se del caso, in particolare nel contesto dell'aggiornamento dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999.

4. Entro il 21 maggio 2024, gli Stati membri possono dichiarare zone di accelerazione per le energie rinnovabili zone specifiche che sono già state designate come zone adatte allo sviluppo accelerato di uno o più tipi di tecnologia per le energie rinnovabili, purché siano soddisfatte tutte le condizioni seguenti:

a) tali zone si trovano al di fuori dei siti Natura 2000, delle zone designate a titolo di regimi nazionali di protezione per la conservazione della natura e della biodiversità e delle rotte migratorie individuate degli uccelli;

⁽¹⁾ Direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 giugno 2001, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente (GU L 197 del 21.7.2001, pag. 30).

▼M2

- b) i piani che individuano tali zone sono stati l'oggetto di una valutazione ambientale strategica a norma della direttiva 2001/42/CE e, se del caso, di una valutazione a norma dell'articolo 6, paragrafo 3, della direttiva 92/43/CEE;
- c) i progetti ubicati in tali zone attuano norme e misure adeguate e proporzionate per affrontare l'impatto ambientale negativo che potrebbe verificarsi.
5. Le autorità competenti applicano la procedura di rilascio delle autorizzazioni e i termini di cui all'articolo 16 *bis* ai singoli progetti in tali zone di accelerazione per le energie rinnovabili.

*Articolo 15 quinquies***Partecipazione del pubblico**

1. Gli Stati membri garantiscono la partecipazione del pubblico ai piani che designano le zone di accelerazione delle energie rinnovabili di cui all'articolo 15 *quater*, paragrafo 1, primo comma, conformemente all'articolo 6 della direttiva 2001/42/CE, anche individuando il pubblico interessato o che potrebbe essere interessato.
2. Gli Stati membri promuovono l'accettazione pubblica dei progetti in materia di energia rinnovabile mediante la partecipazione diretta e indiretta delle comunità locali a tali progetti.

*Articolo 15 sexies***Zone per le infrastrutture di rete e di stoccaggio necessarie per integrare le energie rinnovabili nel sistema elettrico**

1. Gli Stati membri possono adottare uno o più piani per designare zone per le infrastrutture dedicate ai fini dello sviluppo dei progetti di rete o di stoccaggio necessari per integrare l'energia rinnovabile nel sistema elettrico laddove tale sviluppo non dovrebbe avere un impatto ambientale significativo, tale impatto possa essere debitamente mitigato o, qualora ciò non fosse possibile, compensato. Obiettivo di tali zone è sostenere e integrare le zone di accelerazione delle energie rinnovabili. Tali piani:
- a) relativamente ai progetti di rete, evitano i siti della rete Natura 2000 e le zone designate a titolo di regimi nazionali di protezione per la conservazione della natura e della biodiversità, salvo laddove non esistano alternative proporzionate per la loro realizzazione, tenendo conto degli obiettivi del sito;
- b) relativamente ai progetti di stoccaggio, escludono i siti Natura 2000 e le zone designate a titolo di regimi nazionali di protezione;
- c) garantiscono sinergie con la designazione delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili;
- d) sono oggetto di una valutazione ambientale a norma della direttiva 2001/42/CE e, se del caso, di una valutazione a norma dell'articolo 6, paragrafo 3, della direttiva 92/43/CEE; e

▼ M2

- e) stabiliscono norme adeguate e proporzionate, anche per quanto riguarda le misure di mitigazione proporzionate da adottare per lo sviluppo di progetti di rete e di stoccaggio al fine di evitare effetti negativi sull'ambiente che potrebbero verificarsi o, se ciò non fosse possibile, di ridurli in modo significativo.

In sede di elaborazione di tali piani, gli Stati membri consultano i pertinenti gestori dei sistemi infrastrutturali.

2. In deroga all'articolo 2, paragrafo 1, e all'articolo 4, paragrafo 2, dell'allegato I, punto 20, e dell'allegato II, punto 3, lettera b), della direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾ e in deroga all'articolo 6, paragrafo 3, della direttiva 92/43/CEE, gli Stati membri possono, in circostanze giustificate, anche qualora necessario per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili al fine di conseguire gli obiettivi in materia di clima ed energia rinnovabile, esentare i progetti di rete e di stoccaggio necessari per integrare l'energia rinnovabile nel sistema elettrico dalla valutazione dell'impatto ambientale di cui all'articolo 2, paragrafo 1, della direttiva 2011/92/UE, dalla valutazione della loro incidenza sui siti Natura 2000 a norma dell'articolo 6, paragrafo 3, della direttiva 92/43/CEE e dalla valutazione della loro incidenza sulla tutela delle specie ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 1, della direttiva 92/43/CEE e dell'articolo 5 della direttiva 2009/147/CE, a condizione che il progetto di rete o stoccaggio sia ubicato in una zona per le infrastrutture dedicate, designata a norma del paragrafo 1 del presente articolo, e sia conforme alle norme stabilite, comprese le misure di mitigazione proporzionate da adottare, in conformità del paragrafo 1, lettera e), del presente articolo. Gli Stati membri possono concedere tali deroghe alle zone per le infrastrutture designate prima del 20 novembre 2023 se sono state oggetto di una valutazione ambientale ai sensi della direttiva 2001/42/CE. Tali deroghe non si applicano ai progetti che possono avere effetti significativi sull'ambiente di un altro Stato membro, o qualora uno Stato membro che potrebbe essere coinvolto in maniera significativa ne faccia richiesta, come previsto dall'articolo 7 della direttiva 2011/92/UE.

3. Qualora uno Stato membro esenti progetti di rete e di stoccaggio a norma del paragrafo 2 del presente articolo dalle valutazioni di cui a tale paragrafo, le autorità competenti di tali Stati membri conducono procedure di esame per progetti ubicati in zone per le infrastrutture dedicate. Tale procedura di esame si basa sui dati esistenti provenienti dalla valutazione ambientale effettuata a norma della direttiva 2001/42/CE. Le autorità competenti possono chiedere al richiedente di fornire informazioni supplementari disponibili. Tale procedura di esame è ultimata entro 30 giorni. Essa è intesa a determinare se sussiste un rischio elevato che qualcuno dei progetti possa causare effetti negativi imprevisti significativi, tenuto conto della sensibilità ambientale dell'area geografica in cui è situato, che non sono stati individuati nel corso della valutazione ambientale dei piani che designano le zone per le infrastrutture dedicate eseguita in conformità della direttiva 2001/42/CE e, se del caso, della direttiva 92/43/CEE.

⁽¹⁾ Direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (GU L 26 del 28.1.2012, pag. 1).

▼ M2

4. Qualora dalla procedura di esame emerga che sussiste un rischio elevato che un progetto possa causare effetti negativi imprevisti significativi di cui al paragrafo 3, l'autorità competente provvede affinché, sulla base dei dati esistenti, siano applicate misure di mitigazione adeguate e proporzionate per farvi fronte. Qualora non sia possibile applicare tali misure di mitigazione, l'autorità competente provvede affinché l'operatore adotti misure di compensazione adeguate per far fronte a tali effetti, che, qualora non siano disponibili altre misure di compensazione proporzionate, possono assumere la forma di una compensazione pecuniaria per i programmi di protezione delle specie, al fine di garantire o migliorare lo stato di conservazione delle specie interessate.

5. Qualora l'integrazione delle energie rinnovabili nel sistema elettrico richieda un progetto di rafforzamento dell'infrastruttura di rete nelle zone per le infrastrutture dedicate o al di fuori di esse, e tale progetto sia soggetto a una procedura di esame di cui al paragrafo 3 del presente articolo, o a una determinazione se il progetto richiede una valutazione dell'impatto ambientale, o a una valutazione dell'impatto ambientale a norma dell'articolo 4 della direttiva 2011/92/UE, tale procedura di esame o determinazione o valutazione ambientale si limita al potenziale impatto derivante dalla modifica o dall'estensione rispetto all'infrastruttura di rete originale.

*Articolo 16***Organizzazione e principi di base della procedura di rilascio delle autorizzazioni**

1. La procedura di rilascio delle autorizzazioni copre tutte le pertinenti autorizzazioni amministrative a costruire, a revisionare la potenza e a esercire impianti di produzione di energia rinnovabile, compresi quelli che combinano diverse fonti di energia rinnovabili, le pompe di calore e gli impianti di stoccaggio dell'energia co-ubicati, tra cui gli impianti elettrici e termici, nonché i mezzi necessari per la connessione di tali impianti, pompe di calore e impianti di stoccaggio alla rete, e l'integrazione dell'energia rinnovabile nelle reti di riscaldamento e raffreddamento, comprese le autorizzazioni per la connessione alla rete e, ove necessario, le valutazioni ambientali. La procedura di rilascio delle autorizzazioni comprende tutte le fasi amministrative dalla conferma della completezza della domanda a norma del paragrafo 2 alla notifica della decisione finale sull'esito della procedura di rilascio delle autorizzazioni da parte dell'autorità competente o delle autorità competenti.

2. Entro 30 giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione per gli impianti di produzione di energia rinnovabile ubicati nelle zone di accelerazione per le energie rinnovabili, o entro 45 giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione per gli impianti di produzione di energia rinnovabile ubicati al di fuori delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili, l'autorità competente conferma la completezza della domanda o, se il richiedente non ha inviato tutte le informazioni necessarie ai fini del suo trattamento, chiede al richiedente di presentare una domanda completa senza indebito ritardo. La data di conferma della completezza della domanda da parte dell'autorità competente segna l'inizio della procedura di rilascio delle autorizzazioni.

3. Gli Stati membri istituiscono o designano uno o più punti di contatto. Tali punti di contatto, su richiesta del richiedente, guidano e agevolano il richiedente durante l'intera procedura amministrativa di presentazione della domanda di autorizzazione e di rilascio dell'autorizzazione. Il richiedente non è tenuto a rivolgersi a più di un punto di

▼ M2

contatto durante l'intera procedura. Il punto di contatto guida il richiedente durante la procedura amministrativa di presentazione della domanda di autorizzazione, compreso qualsiasi adempimento relativo alla protezione dell'ambiente, in modo trasparente fino all'adozione di una o più decisioni da parte delle autorità competenti al termine della procedura di rilascio delle autorizzazioni, gli fornisce tutte le informazioni necessarie e, se del caso, coinvolge altre autorità amministrative. Il punto di contatto garantisce il rispetto dei termini per le procedure di rilascio delle autorizzazioni di cui alla presente direttiva. Ai richiedenti è consentito presentare i documenti pertinenti in formato digitale. Entro e non oltre il 21 novembre 2025 gli Stati membri provvedono affinché tutte le procedure di rilascio delle autorizzazioni siano svolte in formato elettronico.

4. Il punto di contatto mette a disposizione, e fornisce anche online, un manuale delle procedure rivolto agli sviluppatori di impianti di energie rinnovabili che tratti distintamente anche i progetti in materia di energia rinnovabile su piccola scala, i progetti di autoconsumo di energia rinnovabile e le comunità di energia rinnovabile. Le informazioni online indicano il punto di contatto pertinente alla domanda in questione. Se lo Stato membro ha più di un punto di contatto, le informazioni online indicano il punto di contatto pertinente alla domanda in questione.

5. Gli Stati membri provvedono affinché i richiedenti e il pubblico generale abbiano facilmente accesso a procedure semplici per la risoluzione delle controversie concernenti le procedure di rilascio delle autorizzazioni e il rilascio delle autorizzazioni a costruire ed esercitare impianti di produzione di energia rinnovabile, compresi, se del caso, meccanismi alternativi di risoluzione delle controversie.

6. Gli Stati membri provvedono affinché i ricorsi amministrativi e giurisdizionali nell'ambito di un progetto per lo sviluppo di un impianto di energia da fonti rinnovabili e della connessione di tale impianto alla rete e le opere necessarie per lo sviluppo delle reti di infrastrutture energetiche indispensabili per integrare l'energia da fonti rinnovabili nel sistema energetico, compresi i ricorsi relativi agli aspetti ambientali, siano soggetti alla procedura amministrativa e giudiziaria più rapida disponibile al livello nazionale, regionale e locale pertinente.

7. Gli Stati membri forniscono risorse adeguate per garantire personale qualificato, il miglioramento delle competenze e la riqualificazione delle loro autorità competenti, in linea con la potenza installata pianificata per la generazione di energie rinnovabili prevista nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999. Gli Stati membri assistono le autorità regionali e locali al fine di agevolare la procedura di rilascio delle autorizzazioni.

8. Tranne quando coincide con altre fasi amministrative della procedura di rilascio delle autorizzazioni, la durata di tale procedura non comprende:

- a) il periodo di tempo durante il quale gli impianti di produzione di energia rinnovabile, le loro connessioni alla rete e, al fine di garantire la stabilità, l'affidabilità e la sicurezza della rete, la relativa infrastruttura di rete necessaria sono costruiti o la loro potenza è riveduta;
- b) il periodo di tempo relativo alle fasi amministrative necessarie per ammodernamenti significativi della rete richiesti per garantire la stabilità, l'affidabilità e la sicurezza della rete;

▼M2

c) il periodo di tempo per i ricorsi, i reclami, gli altri procedimenti dinanzi agli organi giurisdizionali, e i meccanismi alternativi di risoluzione delle controversie, comprese le procedure di reclamo e i ricorsi e rimedi non giurisdizionali.

9. Le decisioni risultanti dalle procedure di rilascio delle autorizzazioni sono rese pubbliche conformemente al diritto applicabile.

*Articolo 16 bis***Procedura di rilascio delle autorizzazioni nelle zone di accelerazione per le energie rinnovabili**

1. Gli Stati membri provvedono affinché la procedura di rilascio delle autorizzazioni di cui all'articolo 16, paragrafo 1, non duri più di dodici mesi per i progetti in materia di energia rinnovabile nelle zone di accelerazione per le energie rinnovabili. Tuttavia, nel caso di progetti in materia di energie rinnovabili offshore, la procedura di rilascio delle autorizzazioni non dura più di due anni. Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, gli Stati membri possono prorogare tali termini di sei mesi al massimo. Gli Stati membri informano chiaramente lo sviluppatore del progetto in merito alle circostanze eccezionali che giustificano tale proroga.

2. La procedura di rilascio delle autorizzazioni per la revisione della potenza degli impianti di produzione di energia rinnovabile, per i nuovi impianti di potenza elettrica inferiore a 150 kW, per gli impianti di stoccaggio co-ubicati, compresi gli impianti elettrici e termali, e per la loro connessione alla rete, qualora siano ubicati in zone di accelerazione per le energie rinnovabili, non dura più di sei mesi. Tuttavia, nel caso di progetti in materia di energia eolica offshore, la procedura di rilascio delle autorizzazioni dura massimo 12 mesi. Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, come ad esempio ragioni prioritarie per la sicurezza, se il progetto di revisione della potenza dell'impianto ha un impatto sostanziale sulla rete o sulla capacità, sulle dimensioni o sulla prestazione iniziali dell'impianto, gli Stati membri possono prorogare il termine di sei mesi di tre mesi al massimo e il termine di 12 mesi per progetti in materia di energia eolica offshore di sei mesi al massimo. Gli Stati membri informano chiaramente lo sviluppatore del progetto in merito alle circostanze eccezionali che giustificano tale proroga.

3. Fatti salvi i paragrafi 4 e 5 del presente articolo, in deroga all'articolo 4, paragrafo 2, e all'allegato II, punto 3, lettere a), b), d), h) e i), e punto 6, lettera c), singolarmente o in combinato disposto con il punto 13, lettera a), della direttiva 2011/92/UE, per quanto riguarda i progetti in materia di energia rinnovabile, le nuove domande relative agli impianti di produzione di energia rinnovabile, compresi quelli che combinano diversi tipi di tecnologia di energia rinnovabile e la revisione della potenza degli impianti di produzione di energia rinnovabile, nelle zone che sono state designate come zone di accelerazione per le energie rinnovabili per le pertinenti tecnologie e gli impianti di stoccaggio dell'energia co-ubicati nonché la connessione di tali impianti e impianti di stoccaggio alla rete, sono esentate dall'obbligo di effettuare una valutazione specifica dell'impatto ambientale a norma dell'articolo 2, paragrafo 1, della direttiva 2011/92/UE, a condizione che tali progetti siano conformi all'articolo 15 *quater*, paragrafo 1, lettera b), della presente direttiva. Tale deroga non si applica ai progetti che possono avere effetti significativi sull'ambiente in un altro Stato membro, o qualora uno Stato membro che potrebbe essere coinvolto in maniera significativa ne faccia richiesta, a norma dell'articolo 7 della direttiva 2011/92/UE.

▼ M2

In deroga all'articolo 6, paragrafo 3, della direttiva 92/43/CEE, gli impianti di produzione di energia rinnovabile di cui al primo comma del presente paragrafo non sono soggetti a una valutazione dell'incidenza che hanno sui siti di Natura 2000, a condizione che tali progetti in materia di energia rinnovabile rispettino le norme e le misure stabilite a norma dell'articolo 15 *quater*, paragrafo 1, lettera b), della presente direttiva.

4. Le autorità competenti esaminano le domande di cui al paragrafo 3 del presente articolo. Tale procedura di esame è intesa a determinare se sussiste un rischio elevato che qualcuno dei progetti in materia di energia rinnovabile possa causare effetti negativi imprevedibili significativi, tenuto conto della sensibilità ambientale dell'area geografica in cui è situato, che non sono stati individuati nel corso della valutazione ambientale dei piani che designano le zone di accelerazione per le energie rinnovabili di cui all'articolo 15 *quater*, paragrafo 1, primo comma, della presente direttiva, eseguita a norma della direttiva 2001/42/CE e, se del caso, della direttiva 92/43/CEE. Tale procedura di esame mira inoltre a determinare se qualcuno di tali progetti in materia di energia rinnovabile rientri nell'ambito di applicazione dell'articolo 7 della direttiva 2011/92/UE a causa della probabilità che abbia effetti significativi sull'ambiente in un altro Stato membro o a seguito della richiesta di uno Stato membro che potrebbe essere coinvolto in maniera significativa.

Ai fini di tale procedura di esame, lo sviluppatore del progetto fornisce informazioni sulle caratteristiche del progetto in materia di energia rinnovabile e sulla conformità dello stesso alle norme e alle misure individuate in base all'articolo 15 *quater*, paragrafo 1, lettera b), per la specifica zona di accelerazione per le energie rinnovabili, su eventuali misure supplementari adottate dallo sviluppatore del progetto e sul modo in cui tali misure contrastano l'impatto ambientale. L'autorità competente può chiedere allo sviluppatore del progetto di fornire informazioni supplementari disponibili. La procedura di esame relativa alle domande per nuovi impianti di produzione di energia rinnovabile è ultimata entro 45 giorni dalla data di presentazione di sufficienti informazioni necessarie a tal fine. Tuttavia nel caso di domande relative agli impianti di potenza elettrica inferiore a 150 kW e per le nuove domande di revisione della potenza di impianti di produzione di energia rinnovabile, la procedura di esame è completata entro 30 giorni.

5. In seguito alla procedura di esame, le domande di cui al paragrafo 3 del presente articolo sono autorizzate sul piano ambientale senza che occorra alcuna decisione esplicita dell'autorità competente, a meno che l'autorità competente non adotti una decisione amministrativa, stabilendo debite motivazioni sulla base di prove evidenti, secondo cui sussiste un rischio elevato che un determinato progetto causi effetti negativi imprevedibili significativi tenuto conto della sensibilità ambientale dell'area geografica in cui il progetto è situato, che non possono essere mitigati dalle misure individuate nei piani che designano le zone di accelerazione o proposte dallo sviluppatore del progetto. Tali decisioni sono rese pubbliche. Tali progetti in materia di energia rinnovabile sono soggetti a una valutazione dell'impatto ambientale a norma della direttiva 2011/92/UE e, se del caso, a una valutazione a norma della direttiva 92/43/CEE, che deve essere effettuata entro sei mesi dalla decisione amministrativa che individua un rischio elevato di effetti negativi imprevedibili significativi. Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, il periodo di sei mesi può essere prorogato di sei mesi al massimo.

▼ M2

In circostanze giustificate, anche laddove necessario per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili al fine di conseguire gli obiettivi in materia di clima ed energia rinnovabile, gli Stati membri possono esentare i progetti eolici e solari fotovoltaici da tali valutazioni.

Nel caso in cui gli Stati membri decidano di esentare i progetti eolici e solari fotovoltaici da tali valutazioni, l'operatore adotta misure di mitigazione proporzionate o, qualora tali misure di mitigazione non siano disponibili, misure di compensazione, che qualora non siano disponibili altre misure di compensazione proporzionate, possono assumere la forma di risarcimento economico, per far fronte a eventuali effetti negativi. Qualora tali effetti negativi abbiano un impatto sulla protezione delle specie, l'operatore versa una compensazione pecuniaria per i programmi di protezione delle specie per la durata dell'esercizio dell'impianto di produzione di energia elettrica rinnovabile al fine di garantire o migliorare lo stato di conservazione delle specie interessate.

6. Nella procedura di rilascio delle autorizzazioni di cui ai paragrafi 1 e 2, gli Stati membri provvedono affinché, in caso di mancata risposta da parte delle autorità competenti entro il termine stabilito, gli specifici adempimenti amministrativi intermedi siano considerati approvati, tranne nel caso in cui un determinato progetto in materia di energia rinnovabile sia soggetto a una valutazione dell'impatto ambientale a norma del paragrafo 5 o nel caso in cui il principio del tacito consenso amministrativo non sia contemplato nell'ordinamento giuridico nazionale dello Stato membro interessato. Il presente paragrafo non si applica alle decisioni finali sull'esito della procedura di rilascio delle autorizzazioni, che sono esplicite. Tutte le decisioni sono rese pubbliche.

*Articolo 16 ter***Procedura di rilascio delle autorizzazioni al di fuori delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili**

1. Gli Stati membri provvedono affinché la procedura di rilascio delle autorizzazioni di cui all'articolo 16, paragrafo 1, non duri più di due anni per i progetti in materia di energia rinnovabile situati al di fuori delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili. Tuttavia, nel caso dei progetti in materia di energia rinnovabile offshore, la procedura di rilascio delle autorizzazioni non dura più di tre anni. Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, fra cui la necessità di prorogare i periodi per le valutazioni a norma del diritto ambientale dell'Unione, gli Stati membri possono prorogare entrambi tali periodi di sei mesi al massimo. Gli Stati membri informano chiaramente lo sviluppatore del progetto in merito alle circostanze eccezionali che giustificano tale proroga.

2. Se è necessaria una valutazione ambientale ai sensi della direttiva 2011/92/UE o 92/43/CEE, essa è effettuata nell'ambito di una procedura unica che combina tutte le valutazioni pertinenti per un determinato progetto in materia di energia rinnovabile. Se è necessario effettuare la predetta valutazione dell'impatto ambientale, l'autorità competente, tenendo conto delle informazioni fornite dallo sviluppatore del progetto, esprime un parere sulla portata e sul livello di dettaglio delle informazioni che lo sviluppatore del progetto deve includere nella relazione di valutazione dell'impatto ambientale, il cui ambito di applicazione non sarà esteso successivamente. Se un progetto in materia di energia rinnovabile ha adottato misure necessarie di mitigazione, l'uccisione o la perturbazione delle specie protette a norma dell'articolo 12,

▼ M2

paragrafo 1, della direttiva 92/43/CEE e dell'articolo 5 della direttiva 2009/147/CE non sono considerate deliberate. Se le nuove misure di mitigazione volte a prevenire il più possibile l'uccisione o la perturbazione di specie protette ai sensi delle direttive 92/43/CEE e 2009/147/CE, o qualsiasi altro impatto ambientale, non sono state ampiamente sperimentate per quanto riguarda la loro efficacia, gli Stati membri possono autorizzarne l'uso in uno o più progetti pilota per un periodo di tempo limitato, a condizione che l'efficacia di tali misure di mitigazione sia attentamente monitorata e siano adottati immediatamente provvedimenti adeguati se esse risultano inefficaci.

La procedura di rilascio delle autorizzazioni per la revisione della potenza degli impianti di produzione di energia rinnovabile, per i nuovi impianti di potenza elettrica inferiore a 150 kW e per gli impianti di stoccaggio dell'energia co-ubicati, nonché per la connessione di tali impianti e impianti di stoccaggio alla rete, situati al di fuori delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili, non dura più di 12 mesi, comprese le valutazioni ambientali richieste dal diritto pertinente. Tuttavia, nel caso dei progetti in materia di energia rinnovabile offshore, la procedura di rilascio delle autorizzazioni non dura più di due anni. Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, gli Stati membri possono prorogare entrambi tali periodi di tre mesi al massimo. Gli Stati membri informano chiaramente gli sviluppatori dei progetti in merito alle circostanze eccezionali che giustificano tale proroga.

*Articolo 16 quater***Accelerazione della procedura di rilascio delle autorizzazioni per la revisione della potenza**

1. Se la revisione della potenza di un impianto di produzione di energia rinnovabile non determina un aumento della capacità dell'impianto di produzione di energia elettrica rinnovabile superiore al 15 %, e fatta salva qualsiasi valutazione dell'eventuale impatto ambientale in applicazione del paragrafo 2, Gli Stati membri garantiscono che le procedure di rilascio delle autorizzazioni per le connessioni alla rete di trasmissione o di distribuzione non durano più di tre mesi dalla presentazione della domanda all'ente competente, a meno che non sussistano problemi giustificati di sicurezza o un'incompatibilità tecnica dei componenti del sistema.

2. Se la revisione della potenza di un impianto di produzione di energia rinnovabile è soggetta alla procedura di esame di cui all'articolo 16 *bis*, paragrafo 4, è subordinata all'obbligo di determinare se il progetto esige una valutazione dell'impatto ambientale o di effettuare una valutazione dell'impatto ambientale a norma dell'articolo 4 della direttiva 2011/92/UE, tale procedura di esame, determinazione o valutazione dell'impatto ambientale si limita all'impatto potenziale derivanti da una modifica o estensione rispetto al progetto iniziale.

3. Se la revisione della potenza degli impianti solari non comporta l'uso di spazio supplementare e rispetta le misure di mitigazione ambientale applicabili stabilite per l'impianto solare iniziale, il progetto è esentato da ogni obbligo di condurre una procedura di esame di cui all'articolo 16 *bis*, paragrafo 4, per determinare se il progetto richieda una valutazione dell'impatto ambientale, o di condurre una valutazione dell'impatto ambientale a norma dell'articolo 4 della direttiva 2011/92/UE.

▼ M2*Articolo 16 quinquies***Procedura di rilascio delle autorizzazioni per l'installazione di apparecchiature per l'energia solare**

1. Gli Stati membri provvedono affinché la procedura di rilascio delle autorizzazioni di cui all'articolo 16, paragrafo 1, per l'installazione di apparecchiature di energia solare e di impianti di stoccaggio dell'energia co-ubicati, compresi quelli integrati negli edifici, in strutture artificiali esistenti o future, ad esclusione delle superfici d'acqua artificiali, non duri più di tre mesi, a condizione che lo scopo primario di tali strutture artificiali non sia la produzione di energia solare o lo stoccaggio di energia. In deroga all'articolo 4, paragrafo 2, e all'allegato II, punto 3, lettere a) e b), singolarmente o in combinato disposto con il punto 13, lettera a), della direttiva 2011/92/UE, tale «installazione delle apparecchiature per l'energia solare è esente dall'obbligo, ove applicabile, di effettuare una valutazione specifica dell'impatto ambientale a norma dell'articolo 2, paragrafo 1, della medesima direttiva.

Gli Stati membri possono escludere determinate zone o strutture dall'applicazione del primo comma ai fini di proteggere il patrimonio culturale o storico, per interessi della difesa nazionale oppure per motivi di sicurezza.

2. Gli Stati membri provvedono affinché la procedura di rilascio delle autorizzazioni per l'installazione di apparecchiature per l'energia solare con una capacità pari o inferiore a 100 kW, anche per gli auto-consumatori di energia rinnovabile e le comunità di energia rinnovabile, non duri più di un mese. In caso di mancata risposta da parte delle autorità o degli enti competenti entro il termine stabilito, a seguito della presentazione di una domanda completa, l'autorizzazione è considerata concessa, a condizione che la capacità delle apparecchiature per l'energia solare non superi la capacità esistente della connessione alla rete di distribuzione.

Qualora l'applicazione della soglia di capacità di cui al primo comma comporti oneri o amministrativi significativi o vincoli per il funzionamento della rete elettrica, gli Stati membri possono applicare una soglia di capacità inferiore, purché essa rimanga superiore a 10,8 kW.

*Articolo 16 sexies***Procedura di rilascio delle autorizzazioni per l'installazione di pompe di calore**

1. Gli Stati membri provvedono affinché la procedura di rilascio delle autorizzazioni per l'installazione di pompe di calore di potenza inferiore a 50 MW non duri più di un mese. Tuttavia, nel caso delle pompe di calore geotermiche la procedura di rilascio delle autorizzazioni non dura più di tre mesi.

2. A meno che non vi siano problemi giustificati di sicurezza, a meno che non siano necessari ulteriori lavori per le connessioni alla rete o a meno che non sussista un'incompatibilità tecnica dei componenti del sistema, gli Stati membri provvedono affinché le connessioni alla rete di trasmissione o di distribuzione siano autorizzate entro due settimane dalla notifica all'ente competente per:

a) le pompe di calore con potenza elettrica pari o inferiore a 12 kW; e

▼M2

b) le pompe di calore installate da un autoconsumatore di energia rinnovabile con potenza elettrica pari o inferiore a 50 kW, a condizione che la capacità dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'autoconsumatore sia pari almeno al 60 % della capacità della pompa di calore.

3. Gli Stati membri possono escludere determinate zone o strutture dall'applicazione dei paragrafi 1 e 2, ai fini di proteggere il patrimonio culturale o storico, per interessi della difesa nazionale oppure per motivi di sicurezza.

4. Tutte le decisioni risultanti dalle procedure di rilascio delle autorizzazioni di cui ai paragrafi 1 e 2 sono rese pubbliche conformemente diritto applicabile.

*Articolo 16 septies***Interesse pubblico prevalente**

Entro il 21 febbraio 2024, fino al conseguimento della neutralità climatica, gli Stati membri provvedono affinché, nella procedura di rilascio delle autorizzazioni, la pianificazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia rinnovabile, la connessione di tali impianti alla rete, la rete stessa e gli impianti di stoccaggio siano considerati di interesse pubblico prevalente e nell'interesse della salute e della sicurezza pubblica nella ponderazione degli interessi giuridici nei singoli casi e ai fini dell'articolo 6, paragrafo 4, e dell'articolo 16, paragrafo 1, lettera c), della direttiva 92/43/CEE, dell'articolo 4, paragrafo 7, della direttiva 2000/60/CE e dell'articolo 9, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/147/CE. In circostanze specifiche e debitamente giustificate, gli Stati membri possono limitare l'applicazione del presente articolo a determinate parti del loro territorio, a determinati tipi di tecnologia o a progetti con determinate caratteristiche tecniche, conformemente alle priorità stabilite nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999. Gli Stati membri comunicano alla Commissione tali limitazioni, assieme alle relative motivazioni.

▼B*Articolo 17***Procedura di notifica semplice per la connessione alla rete**

1. Gli Stati membri istituiscono una procedura di notifica semplice per la connessione alla rete in cui gli impianti o le unità di produzione aggregate di autoconsumatori di energia rinnovabile e per i progetti pilota con una potenza pari o inferiore a 10,8 kW, o equivalente per le connessioni diverse da quelle a tre fasi, devono essere collegati alla rete previa notifica al gestore del sistema di distribuzione.

Entro un periodo di tempo limitato dalla notifica, il gestore del sistema di distribuzione può rifiutare la connessione alla rete richiesta o proporre un punto alternativo di connessione alla rete per giustificati motivi di sicurezza o di incompatibilità tecnica dei componenti del sistema. In caso di decisione positiva da parte del gestore del sistema di distribuzione, o in mancanza di una decisione da parte del gestore del sistema di distribuzione entro un mese dalla notifica, l'impianto o l'unità di produzione aggregata può essere collegata.

▼B

2. Gli Stati membri possono autorizzare una procedura di notifica semplice per gli impianti o le unità di produzione aggregate con una capacità elettrica superiore a 10,8 kW e fino a 50 kW, a condizione che siano mantenute la stabilità, l'affidabilità e la sicurezza della rete.

*Articolo 18***Informazione e formazione**

1. Gli Stati membri assicurano che le informazioni sulle misure di sostegno siano messe a disposizione di tutti i soggetti interessati, quali consumatori, inclusi consumatori vulnerabili e a basso reddito, autoconsumatori di energia rinnovabile, comunità di energia rinnovabile, imprese edili, installatori, architetti, fornitori di apparecchiature e di sistemi di riscaldamento, di raffrescamento e per la produzione di energia elettrica e fornitori di veicoli che possono utilizzare energia rinnovabile e di sistemi di trasporto intelligenti.

2. Gli Stati membri assicurano che le informazioni sui benefici netti, sui costi e sull'efficienza energetica delle apparecchiature e dei sistemi per l'uso di calore, freddo ed energia elettrica da fonti rinnovabili siano messe a disposizione dal fornitore delle apparecchiature o dei sistemi ovvero dalle autorità competenti.

▼M2

3. Gli Stati membri assicurano che gli installatori e i progettisti di qualsiasi tipo di sistema di riscaldamento e raffrescamento nell'edilizia, nell'industria e nell'agricoltura e gli installatori di sistemi solari fotovoltaici, compreso lo stoccaggio energetico, nonché per gli installatori dei punti di ricarica che rendano possibile la gestione della domanda abbiano a disposizione sistemi di certificazione nazionali o sistemi equivalenti di qualificazione. Tali sistemi possono tener conto, se del caso, dei sistemi e delle strutture esistenti e si basano sui criteri indicati nell'allegato IV. Ogni Stato membro riconosce le certificazioni rilasciate dagli altri Stati membri conformemente ai predetti criteri.

Gli Stati membri istituiscono un quadro per garantire che un numero sufficiente di installatori formati e qualificati per quanto riguarda le tecnologie di cui al primo comma possa contribuire all'aumento della quota di energia rinnovabile necessaria per conseguire gli obiettivi stabiliti nella presente direttiva.

Affinché vi sia un numero sufficiente di installatori e progettisti, gli Stati membri assicurano la disponibilità di un numero sufficiente di programmi di formazione per il conseguimento di certificazioni o qualifiche relative alle tecnologie di riscaldamento e raffrescamento rinnovabili, ai sistemi solari fotovoltaici, compreso lo stoccaggio energetico, ai punti di ricarica che rendano possibile la gestione della domanda, e alle soluzioni innovative più recenti nel settore, purché siano compatibili con i sistemi di certificazione o equivalenti sistemi di qualificazione. Gli Stati membri prevedono misure per promuovere la partecipazione a tali programmi di formazione, in particolare da parte di piccole e medie imprese e liberi professionisti. Possono concludere accordi volontari con i venditori e i fornitori delle tecnologie in questione per la formazione di un numero sufficiente di installatori, che può essere basato sulle stime di vendita, relativamente alle tecnologie e alle soluzioni innovative più recenti disponibili sul mercato.

▼ M2

Qualora gli Stati membri individuino un divario sostanziale tra il numero disponibile e il numero necessario di installatori formati e qualificati, essi adottano misure per colmare tale divario.

4. Gli Stati membri mettono a disposizione del pubblico informazioni sui sistemi di certificazione o sistemi equivalenti di qualificazione di cui al paragrafo 3. Mettono altresì a disposizione del pubblico, in modo trasparente e facilmente accessibile, un elenco regolarmente aggiornato degli installatori certificati o qualificati in conformità al paragrafo 3.

▼ B

5. Gli Stati membri provvedono affinché siano resi disponibili a tutti i soggetti interessati, in particolare agli urbanisti e agli architetti, orientamenti che consentano loro di considerare adeguatamente la combinazione ottimale di energia da fonti rinnovabili, tecnologie ad alta efficienza e sistemi di teleriscaldamento e di teleraffrescamento in sede di pianificazione, progettazione, costruzione e ristrutturazione di aree industriali, commerciali o residenziali.

6. Gli Stati membri, se del caso di concerto con le autorità locali e regionali, elaborano programmi adeguati d'informazione, sensibilizzazione, orientamento o formazione al fine di informare i cittadini sulle modalità di esercizio dei loro diritti in quanto clienti attivi e sui benefici e sugli aspetti pratici, compresi gli aspetti tecnici e finanziari, dello sviluppo e dell'impiego di energia da fonti rinnovabili, incluso l'autoconsumo di energia rinnovabile o l'utilizzo nell'ambito delle comunità di energia rinnovabile.

*Articolo 19***Garanzie di origine dell'energia da fonti rinnovabili**

1. Per dimostrare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico di un fornitore di energia e nell'energia fornita ai consumatori in base a contratti conclusi con riferimento al consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili, gli Stati membri assicurano che l'origine dell'energia da fonti rinnovabili sia garantita come tale ai sensi della presente direttiva, in base a criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori.

▼ M2

2. A tale fine gli Stati membri assicurano che, su richiesta di un produttore di energia da fonti rinnovabili, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica, come l'idrogeno, sia rilasciata una garanzia di origine, a meno che, per tener conto del valore di mercato della garanzia di origine, gli Stati membri decidano di non rilasciare tale garanzia di origine a un produttore che riceve sostegno finanziario da un regime di sostegno. Gli Stati membri possono provvedere affinché siano emesse garanzie di origine per l'energia da fonti non rinnovabili. Il rilascio della garanzia di origine può essere subordinato a un limite minimo di potenza. La garanzia di origine corrisponde ad una quantità standard di 1 MWh. Se del caso, tale quantità standard può essere suddivisa in una frazione, purché tale frazione sia un multiplo di 1 Wh. Per ogni unità di energia prodotta non può essere rilasciata più di una garanzia di origine.

▼ B

Gli Stati membri garantiscono che la stessa unità di energia da fonti rinnovabili sia tenuta in considerazione una sola volta.

▼ M2

Per gli impianti di piccole dimensioni inferiori a 50 kW e per le comunità di energia rinnovabile sono introdotte procedure di registrazione semplificate e diritti di registrazione ridotti.

▼ B

Gli Stati membri assicurano che, ove un produttore riceva sostegno finanziario nell'ambito di un regime di sostegno, si tenga adeguatamente conto del valore di mercato della garanzia di origine per la stessa produzione nel regime di sostegno in questione.

Si presume che si sia tenuto adeguatamente conto del valore di mercato della garanzia di origine nei casi seguenti:

- a) il sostegno finanziario è concesso mediante una procedura di gara o un sistema di certificati verdi negoziabili;
- b) il valore di mercato delle garanzie di origine è preso in considerazione dal punto di vista amministrativo nel livello di sostegno finanziario; o

▼ M2

- c) le garanzie di origine non sono rilasciate direttamente al produttore, bensì a un fornitore o un consumatore che acquista energia nell'ambito di procedure competitive o di un accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili di lungo termine.

▼ B

Per tenere conto del valore di mercato della garanzia di origine, gli Stati membri possono, tra l'altro, decidere di rilasciare una garanzia di origine al produttore e di annullarla immediatamente.

La garanzia d'origine non ha alcuna funzione in termini di osservanza dell'articolo 3 da parte dello Stato membro. I trasferimenti di garanzie d'origine, che avvengono separatamente o contestualmente al trasferimento fisico di energia, non influiscono sulla decisione degli Stati membri di utilizzare trasferimenti statistici, progetti comuni o regimi di sostegno comuni per il rispetto dell'articolo 3, né sul calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 7.

▼ M2

3. Ai fini del paragrafo 1, le garanzie di origine sono valide per le transazioni per 12 mesi dalla produzione della corrispondente unità di energia. Gli Stati membri provvedono affinché tutte le garanzie di origine che non sono state annullate scadano al più tardi 18 mesi dopo la produzione della corrispondente unità di energia. Gli Stati membri includono le garanzie di origine scadute nel calcolo del loro mix energetico residuale.

4. Ai fini della comunicazione delle informazioni di cui ai paragrafi 8 e 13, gli Stati membri provvedono affinché le imprese energetiche annullino le garanzie di origine entro sei mesi dopo il termine di validità della garanzia di origine. Inoltre, entro il 21 maggio 2025, gli Stati membri provvedono affinché i dati sul loro mix energetico residuale siano pubblicati su base annuale.

▼B

5. Gli Stati membri o gli organi competenti designati controllano il rilascio, il trasferimento e l'annullamento delle garanzie di origine. Gli organi competenti designati hanno responsabilità geografiche senza sovrapposizioni e sono indipendenti dalle attività di produzione, commercio e fornitura.

6. Gli Stati membri o gli organi competenti designati predispongono gli opportuni meccanismi per assicurare che le garanzie di origine siano rilasciate, trasferite e annullate elettronicamente e siano precise, affidabili e a prova di frode. Gli Stati membri e le autorità competenti designate assicurano che gli obblighi che impongono siano conformi alla norma CEN - EN 16325.

7. La garanzia di origine indica almeno:

▼M2

a) la fonte energetica utilizzata per produrre l'energia e le date di inizio e di fine della produzione, che possono essere specificate:

i) nel caso del gas rinnovabile, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica, e del riscaldamento e del raffrescamento da fonti rinnovabili, in base a un intervallo orario o sub-orario;

ii) per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, conformemente al periodo di regolazione degli sbilanciamenti quale definito all'articolo 2, punto 15), del regolamento (UE) 2019/943;

▼B

b) se la garanzia di origine riguarda:

i) l'energia elettrica;

ii) il gas, incluso l'idrogeno; o

iii) il riscaldamento o il raffrescamento;

c) la denominazione, l'ubicazione, il tipo e la potenza dell'impianto nel quale l'energia è stata prodotta;

d) se l'impianto ha beneficiato di sostegni all'investimento e se l'unità energetica ha beneficiato in qualsiasi altro modo di un regime nazionale di sostegno e il tipo di regime di sostegno;

e) la data di messa in esercizio dell'impianto; e

f) la data e il paese di rilascio, e il numero identificativo unico.

Nelle garanzie d'origine provenienti da impianti di meno di 50 kW possono essere indicate informazioni semplificate.

8. Il fornitore di energia elettrica che sia tenuto a dimostrare la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel proprio mix energetico ai fini dell'articolo 3, paragrafo 9, lettera a), della direttiva 2009/72/CE, vi provvede utilizzando garanzie d'origine, eccetto:

a) per quanto riguarda la quota del proprio mix energetico corrispondente a offerte commerciali non tracciate, laddove ne abbia, per le quali il fornitore può utilizzare il mix residuale; oppure

▼ B

- b) quando uno Stato membro decide di non rilasciare garanzie di origine a un produttore che riceve sostegno finanziario nell'ambito di un regime di sostegno.

▼ M2

Se il gas è fornito da una rete di idrogeno o di gas naturale, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica e il biometano, il fornitore è tenuto a dimostrare ai consumatori finali la quota o la quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili presente nel suo mix energetico ai fini dell'allegato I della direttiva 2009/73/CE. Il fornitore vi provvede usando garanzie di origine, eccetto:

- a) per quanto riguarda la quota del proprio mix energetico corrispondente a offerte commerciali non tracciate, laddove ne abbia, per le quali il fornitore può utilizzare il mix energetico residuale;
- b) quando uno Stato membro decide di non rilasciare garanzie di origine a un produttore che riceve sostegno finanziario nell'ambito di un regime di sostegno.

Quando un cliente consuma gas proveniente da una rete di idrogeno o di gas naturale, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica e il biometano, come dimostrato nell'offerta commerciale del fornitore, gli Stati membri provvedono affinché le garanzie di origine annullate corrispondano alle pertinenti caratteristiche della rete.

▼ B

Ove gli Stati membri si siano dotati di garanzie di origine per altri tipi di energia, i fornitori utilizzano, ai fini della comunicazione delle informazioni sul mix energetico, le garanzie di origine riferite alla stessa energia fornita. Analogamente, le garanzie di origine istituite ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 10, della direttiva 2012/27/UE possono essere utilizzate per soddisfare l'obbligo di dimostrare la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento. Ai fini del paragrafo 2 del presente articolo, ove l'energia elettrica sia prodotta da cogenerazione ad alto rendimento mediante fonti rinnovabili, può essere rilasciata una sola garanzia d'origine che specifichi entrambe le caratteristiche.

9. Gli Stati membri riconoscono le garanzie di origine rilasciate da altri Stati membri conformemente alla presente direttiva esclusivamente come prova degli elementi di cui al paragrafo 1 e al paragrafo 7, primo comma, lettere da a) a f). Uno Stato membro può rifiutare di riconoscere una garanzia di origine soltanto qualora nutra fondati dubbi sulla sua precisione, affidabilità o autenticità. Lo Stato membro notifica alla Commissione tale rifiuto e la sua motivazione.

10. Qualora giudichi infondato il rifiuto di riconoscere una garanzia di origine, la Commissione può adottare una decisione che obbliga lo Stato membro a riconoscere la garanzia.

11. Gli Stati membri non riconoscono le garanzie di origine rilasciate da un paese terzo a meno che l'Unione abbia concluso un accordo con tale paese terzo sul reciproco riconoscimento delle garanzie di origine rilasciate nell'Unione e sistemi di garanzie di origine compatibili siano stati introdotti in tale paese terzo, e soltanto qualora vi sia importazione o esportazione diretta di energia.

▼ B

12. Uno Stato membro può introdurre, conformemente al diritto dell'Unione, criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori riguardo all'uso delle garanzie di origine in conformità degli obblighi di cui all'articolo 3, paragrafo 9, della direttiva 2009/72/CE.

▼ M2

13. Entro il 31 dicembre 2025, la Commissione adotta una relazione in cui siano valutate le opzioni per istituire un marchio di qualità ecologica per tutta l'Unione con l'obiettivo di promuovere l'uso di energia rinnovabile generata da nuovi impianti. I fornitori utilizzano le informazioni contenute nelle garanzie di origine per dimostrare la conformità ai requisiti di tale marchio.

13 *bis*. La Commissione controlla il funzionamento del sistema delle garanzie di origine ed entro il 30 giugno 2025 valuta l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di garanzie di origine sul mercato e, in caso di squilibri, individua i fattori pertinenti che incidono sull'offerta e sulla domanda.

▼ B*Articolo 20***Accesso e gestione delle reti**

1. Se del caso, gli Stati membri valutano la necessità di estendere l'infrastruttura di rete del gas esistente per agevolare l'integrazione del gas prodotto a partire da fonti rinnovabili.

2. Se del caso, gli Stati membri impongono ai gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione sul loro territorio l'obbligo di pubblicare norme tecniche in conformità dell'articolo 8 della direttiva 2009/73/CE, in particolare riguardo alle norme di connessione alla rete, comprendenti requisiti in materia di qualità, odorizzazione e pressione del gas. Gli Stati membri impongono inoltre ai gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione l'obbligo di pubblicare le tariffe per la connessione di gas da fonti rinnovabili sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.

▼ M2

3. In base alla loro valutazione inclusa nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati ai sensi degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e conformemente all'allegato I di tale regolamento sulla necessità di costruire una nuova infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento da fonti rinnovabili al fine di raggiungere l'obiettivo complessivo dell'Unione fissato all'articolo 3, paragrafo 1, della presente direttiva, gli Stati membri adottano, se necessario, le opportune misure intese a sviluppare un'infrastruttura efficiente per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento in modo da promuovere il riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili, quali energia solare termica, energia solare fotovoltaica, pompe di calore alimentate da energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili utilizzando energia dell'ambiente ed energia geotermica, come pure altre tecnologie per l'energia geotermica, biomassa, biogas, bioliquidi e calore e freddo di scarto, ove possibile, in combinazione con lo stoccaggio di energia termica nonché sistemi di gestione della domanda e impianti di conversione dell'energia elettrica in calore.

▼ **M2***Articolo 20 bis***Agevolare l'integrazione nel sistema dell'energia elettrica da fonti rinnovabili**

1. Gli Stati membri impongono ai gestori del sistema di trasmissione e, se dispongono di dati, ai gestori del sistema di distribuzione sul loro territorio l'obbligo di mettere a disposizione le informazioni sulla quota di energia elettrica da fonti rinnovabili e sul tenore di emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica fornita in ogni zona di offerta nel modo più accurato possibile e il più possibile a intervalli pari alla frequenza di regolamentazione del mercato, ma non superiori all'ora, con previsioni ove disponibili. Gli Stati membri provvedono affinché i gestori dei sistemi di distribuzione abbiano accesso ai dati necessari. Se i gestori dei sistemi di distribuzione non hanno accesso, in base al diritto nazionale, a tutti i dati necessari, applicano il sistema di comunicazione dei dati esistente nell'ambito della Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica, conformemente alle disposizioni della direttiva (UE) 2019/944. Gli Stati membri incentivano il potenziamento delle reti intelligenti per controllare meglio l'equilibrio della rete e rendere disponibili i dati in tempo reale.

Se tecnicamente disponibili, i gestori del sistema di distribuzione mettono inoltre a disposizione dati anonimizzati e aggregati sul potenziale di gestione della domanda e sull'energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili generata e immessa nella rete dagli autoconsumatori e dalle comunità di energia rinnovabile.

2. I dati di cui al paragrafo 1 sono messi a disposizione in un formato digitale che assicuri l'interoperabilità sulla base di formati di dati armonizzati e serie di dati standardizzati affinché possano essere utilizzati in maniera non discriminatoria dai partecipanti al mercato dell'energia elettrica, dagli aggregatori, dai consumatori e dagli utenti finali e che possano essere lette da dispositivi elettronici di comunicazione quali sistemi di misurazione intelligenti, punti di ricarica per veicoli elettrici, sistemi di riscaldamento e raffrescamento e sistemi di gestione dell'energia nell'edilizia.

3. Oltre agli obblighi di cui al regolamento (UE) 2023/1542, gli Stati membri assicurano che i produttori di batterie industriali e per uso domestico consentano ai proprietari e agli utenti delle batterie, nonché a terzi che agiscono per conto dei proprietari e degli utenti e con il loro consenso esplicito, quali società di gestione dell'energia nell'edilizia e partecipanti al mercato dell'energia elettrica, di accedere gratuitamente, in tempo reale, a condizioni non discriminatorie e nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati, alle informazioni di base del sistema di gestione della batteria, quali la capacità, lo stato di salute, lo stato di carica e il setpoint di potenza della batteria.

Oltre ad altri obblighi a norma del regolamento sulla vigilanza del mercato e sull'omologazione, gli Stati membri adottano misure che prescrivono che i costruttori di veicoli mettano a disposizione dei proprietari e degli utenti di veicoli elettrici, nonché di terzi che agiscono per loro conto, quali partecipanti al mercato dell'energia elettrica e fornitori di servizi di mobilità elettrica, in tempo reale, a condizioni non discriminatorie e gratuitamente, i dati di bordo dei veicoli relativi allo stato di salute, allo stato di carica, al setpoint di potenza e alla capacità della batteria nonché, ove opportuno, alla posizione dei veicoli elettrici, nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati e in aggiunta a requisiti aggiuntivi relativi all'omologazione e alla vigilanza del mercato di cui al regolamento (UE) 2018/858 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2018/858 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo all'omologazione e alla vigilanza del mercato dei veicoli a motore e dei loro rimorchi, nonché dei sistemi, dei componenti e delle entità tecniche indipendenti destinati a tali veicoli, che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2007 e (CE) n. 595/2009 e abroga la direttiva 2007/46/CE (GU L 151 del 14.6.2018, pag. 1).

▼ M2

4. Oltre agli obblighi di cui al regolamento (UE) 2023/1804, gli Stati membri o le loro autorità competenti designate assicurano che i punti di ricarica di potenza standard, nuovi e sostituiti, non accessibili al pubblico installati nel loro territorio possano garantire funzionalità di ricarica intelligente e, ove giudicato opportuno, l'interfaccia con sistemi di misurazione intelligenti, laddove utilizzati dagli Stati membri, e funzionalità di ricarica bidirezionale, conformemente ai requisiti di cui all'articolo 15, paragrafi 3 e 4, di tale regolamento.

5. Oltre agli obblighi di cui al regolamento (UE) 2019/943 e alla direttiva (UE) 2019/944, gli Stati membri assicurano che il quadro normativo nazionale consenta ai sistemi piccoli o mobili come le batterie per uso domestico e i veicoli elettrici nonché altre piccole fonti energetiche decentrate di partecipare, anche mediante aggregazione, ai mercati dell'energia elettrica, incluse la gestione della congestione e la fornitura di servizi di flessibilità e bilanciamento. A tal fine, gli Stati membri, in stretta cooperazione con tutti i partecipanti al mercato e le autorità di regolamentazione, stabiliscono i requisiti tecnici per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica, sulla base delle caratteristiche tecniche degli stessi sistemi.

Gli Stati membri garantiscono condizioni di parità e una partecipazione non discriminatoria ai mercati dell'energia elettrica per i piccoli impianti energetici decentrati o sistemi mobili.

▼ B*Articolo 21***Autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili**

1. Gli Stati membri provvedono affinché i consumatori siano autorizzati a divenire autoconsumatori di energia rinnovabile, fatto salvo il presente articolo.

2. Gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile, individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a:

a) produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo; immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari, senza essere soggetti:

i) in relazione all'energia elettrica proveniente dalla rete che consumano o a quella che vi immettono, a procedure e oneri discriminatori o sproporzionati e oneri di rete che non tengano conto dei costi;

▼B

- ii) in relazione all'energia elettrica rinnovabile autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane nella loro disponibilità, a procedure discriminatorie o sproporzionate e a oneri o tariffe;
- b) installare e gestire sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica abbinati a impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile a fini di autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità;
- c) mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;
- d) ricevere una remunerazione, se del caso anche mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società.

3. Gli Stati membri possono applicare oneri e tariffe non discriminatorie e proporzionali agli autoconsumatori di energia rinnovabile, in relazione alla loro energia elettrica rinnovabile autoprodotta che rimane nella loro disponibilità, in uno o più dei casi seguenti:

- a) se l'energia elettrica autoprodotta da fonti rinnovabili è effettivamente beneficiaria di regimi di sostegno, solo nella misura in cui non siano pregiudicati la sostenibilità economica del progetto e l'effetto incentivante di tale sostegno;
- b) dal 1° dicembre 2026, se la quota complessiva di impianti in autoconsumo supera l'8 % della potenza elettrica totale installata di uno Stato membro, e se è dimostrato, mediante un'analisi costi-benefici effettuata dall'autorità nazionale di regolamentazione di tale Stato membro, condotta mediante un processo aperto, trasparente e partecipativo, che la disposizione di cui al paragrafo 2, lettera a), punto ii), ha comportato un significativo onere sproporzionato per la sostenibilità finanziaria a lungo termine del sistema elettrico oppure crea un incentivo che supera quanto oggettivamente necessario per conseguire la diffusione economicamente efficiente dell'energia rinnovabile e che sarebbe impossibile minimizzare tale onere o incentivo adottando altre misure ragionevoli; o
- c) se l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta è prodotta in impianti con una potenza elettrica totale installata superiore a 30 kW.

4. Gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi condomini, siano autorizzati a esercitare collettivamente le attività di cui al paragrafo 2 e a organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte pertinenti applicabili a ciascun autoconsumatore di energia rinnovabile. Gli Stati membri possono distinguere tra autoconsumatori individuali di energia rinnovabile e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. Eventuali trattamenti diversi sono proporzionati e debitamente giustificati.

▼B

5. L'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile.

6. Gli Stati membri istituiscono un quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile sulla base di una valutazione delle barriere ingiustificate esistenti per l'autoconsumo di energia rinnovabile, nonché del potenziale di quest'ultimo, nei loro territori e nelle loro reti energetiche. Tale quadro favorevole, tra l'altro:

- a) si occupa dell'accessibilità dell'autoconsumo di energia rinnovabile a tutti i consumatori finali, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
- b) si occupa degli ostacoli ingiustificati al finanziamento di progetti sul mercato e di misure che facilitano l'accesso ai finanziamenti;
- c) si occupa di altri ostacoli normativi ingiustificati per l'autoconsumo di energia rinnovabile, anche per i locatari;
- d) si occupa degli incentivi per i proprietari degli immobili, affinché creino possibilità di autoconsumo di energia rinnovabile, anche per i locatari;
- e) concede agli autoconsumatori di energia rinnovabile, a fronte dell'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, un accesso non discriminatorio ai pertinenti regimi di sostegno esistenti, nonché a tutti i segmenti del mercato dell'energia elettrica;
- f) garantisce che gli autoconsumatori di energia rinnovabile contribuiscano in modo adeguato e bilanciato alla ripartizione complessiva dei costi del sistema quando l'energia elettrica è immessa nella rete.

Gli Stati membri includono una sintesi delle politiche e delle misure previste dal quadro favorevole, nonché una valutazione della loro attuazione nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima e nelle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

7. Il presente articolo si applica fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE.

*Articolo 22***Comunità di energia rinnovabile**

1. Gli Stati membri assicurano che i clienti finali, in particolare i clienti domestici, abbiano il diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità di energia rinnovabile, a condizione che, per quanto riguarda le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale.

▼B

2. Gli Stati membri assicurano che le comunità di energia rinnovabile abbiano il diritto di:
 - a) produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile;
 - b) scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile, fatti salvi gli altri requisiti di cui al presente articolo e il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile come clienti;
 - c) accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio.
3. Gli Stati membri procedono a una valutazione degli ostacoli esistenti e del potenziale di sviluppo delle comunità di energia rinnovabile nei rispettivi territori.
4. Gli Stati membri forniscono un quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile. Tale quadro garantisce, tra l'altro, che:
 - a) siano eliminati gli ostacoli normativi e amministrativi ingiustificati per le comunità di energia rinnovabile;
 - b) le comunità di energia rinnovabile che forniscono energia o servizi di aggregazione, o altri servizi energetici commerciali siano soggette alle disposizioni applicabili a tali attività;
 - c) il gestore del sistema di distribuzione competente cooperi con le comunità di energia rinnovabile per facilitare i trasferimenti di energia all'interno delle comunità di energia rinnovabile;
 - d) le comunità di energia rinnovabile siano soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di registrazione e di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ai pertinenti oneri, prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione generale dei costi del sistema in linea con una trasparente analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite realizzata dalle autorità nazionali competenti;
 - e) le comunità di energia rinnovabile non siano oggetto di un trattamento discriminatorio per quanto concerne le loro attività, i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali, produttori, fornitori, gestori del sistema di distribuzione, o altri partecipanti al mercato;
 - f) la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
 - g) siano disponibili strumenti per facilitare l'accesso ai finanziamenti e alle informazioni;
 - h) alle autorità pubbliche sia fornito un sostegno normativo e di sviluppo delle capacità per favorire la creazione di comunità di energia rinnovabile e aiutare le autorità a parteciparvi direttamente;

▼ B

i) siano disponibili norme per assicurare il trattamento equo e non discriminatorio dei consumatori che partecipano a una comunità di energia rinnovabile.

5. I principi essenziali del quadro favorevole di cui al paragrafo 4 e della sua attuazione fanno parte degli aggiornamenti dei piani nazionali per l'energia e il clima degli Stati membri e delle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

6. Gli Stati membri possono prevedere che le comunità di energia rinnovabile siano aperte alla partecipazione transfrontaliera.

7. Fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE, gli Stati membri tengono conto delle specificità delle comunità di energia rinnovabile quando elaborano regimi di sostegno, al fine di consentire loro di competere alla pari con altri partecipanti al mercato per l'ottenimento di un sostegno.

▼ M2*Articolo 22 bis***Utilizzo dell'energia rinnovabile nell'industria**

1. Gli Stati membri si impegnano al fine di aumentare la quota di fonti rinnovabili sul totale delle fonti energetiche usate a scopi finali energetici e non energetici nel settore dell'industria indicativamente di almeno 1,6 punti percentuali come media annuale calcolata per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030.

Gli Stati membri possono conteggiare il calore e il freddo di scarto negli aumenti medi annui di cui al primo comma, fino a un limite di 0,4 punti percentuali, a condizione che il calore e il freddo di scarto siano alimentati da teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, escluse le reti che forniscono calore a un solo edificio o in cui tutta l'energia termica è consumata esclusivamente in loco e in cui l'energia termica non è venduta. Se decidono di procedere in tal senso, l'aumento medio annuo di cui al primo comma cresce della metà dei punti percentuali di calore e freddo di scarto conteggiati.

Essi includono le politiche e le misure pianificate e adottate per raggiungere l'incremento indicativo summenzionato nei loro piani nazionali integrati presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e le loro relazioni nazionale integrate per l'energia e il clima e nelle relazioni intermedie presentati a norma dell'articolo 17 di tale regolamento.

Se l'elettrificazione è considerata un'opzione efficace sotto il profilo dei costi, tali politiche e misure promuovono l'elettrificazione dei processi industriali basata sulle energie rinnovabili. Tali politiche e misure puntano a creare condizioni di mercato favorevoli alla disponibilità di energie alternative da fonti rinnovabili economicamente valide e tecnicamente praticabili per sostituire i combustibili fossili utilizzati per il riscaldamento industriale, con l'obiettivo di ridurre l'uso dei combustibili fossili utilizzati per il riscaldamento a una temperatura inferiore a 200 °C. Nell'adottare tali politiche e misure, gli Stati membri tengono conto del principio dell'efficienza energetica al primo posto, dell'efficacia e della competitività internazionale e della necessità di affrontare gli ostacoli normativi, amministrativi ed economici.

▼ M2

Gli Stati membri assicurano che il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica usati a scopi finali energetici e non energetici sia almeno il 42 % dell'idrogeno usato per scopi finali energetici e non energetici nell'industria entro il 2030 e il 60 % entro il 2035. Per il calcolo di dette percentuali, si applicano le disposizioni seguenti:

- a) per il calcolo del denominatore, si prende in considerazione il contenuto energetico dell'idrogeno per scopi finali energetici e non energetici, escluso:
 - i) l'idrogeno usato come prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali per il trasporto e biocarburanti;
 - ii) l'idrogeno prodotto dalla decarbonizzazione di gas industriale residuo e utilizzato per sostituire il gas specifico da cui è prodotto;
 - iii) l'idrogeno ottenuto come sottoprodotto o derivato da sottoprodotti negli impianti industriali;
- b) per il calcolo del numeratore, si prende in considerazione il contenuto energetico dei combustibili rinnovabili di origine non biologica consumati nel settore dell'industria per scopi finali energetici e non energetici, escluso il combustibile rinnovabile di origine non biologica usato come prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali per il trasporto e di biocarburanti;
- c) per il calcolo del numeratore e del denominatore sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti di cui all'allegato III.

Ai fini del quinto comma, lettera c), del presente paragrafo, per il calcolo del contenuto energetico dei carburanti non inclusi nell'allegato III, gli Stati membri applicano le pertinenti norme europee per calcolare il potere calorifico dei carburanti, oppure se non sono state adottate norme europee a tal fine, essi si avvalgono delle pertinenti norme ISO.

2. Gli Stati membri promuovono sistemi di etichettatura volontari per i prodotti industriali che vantano di essere prodotti con energia da fonti rinnovabili o combustibili rinnovabili di origine non biologica. Tali sistemi di etichettatura volontari riportano la percentuale di energia da fonti rinnovabili o di combustibili rinnovabili di origine non biologica usati nelle fasi di acquisizione e prelaborazione delle materie prime, produzione e distribuzione, calcolata sulla base delle metodologie di cui alla raccomandazione (UE) 2021/2279 della Commissione⁽¹⁾ o, di cui alla norma ISO 14067:2018.

⁽¹⁾ Raccomandazione (UE) 2021/2279 della Commissione, del 15 dicembre 2021, sull'uso dei metodi dell'impronta ambientale per misurare e comunicare le prestazioni ambientali del ciclo di vita dei prodotti e delle organizzazioni (GU L 471 del 30.12.2021, pag. 1).

▼ **M2**

3. Gli Stati membri indicano la quantità di combustibili rinnovabili di origine non biologica che prevedono di importare e di esportare nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e nelle loro relazioni intermedie nazionali integrate per l'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 del medesimo regolamento. Sulla base di tale indicazione, la Commissione elabora una strategia dell'Unione per l'idrogeno importato e prodotto internamente con l'obiettivo di promuovere il mercato europeo dell'idrogeno nonché la produzione interna di idrogeno nell'Unione, sostenendo l'attuazione della presente direttiva e il conseguimento degli obiettivi ivi stabiliti, tenendo debitamente conto della sicurezza dell'approvvigionamento e dell'autonomia strategica dell'Unione in materia di energia e di condizioni di parità sul mercato globale dell'idrogeno. Gli Stati membri indicano come intendono contribuire alla strategia nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e nelle relazioni intermedie nazionali integrate per l'energia e il clima presentati a norma dell'articolo 17 del medesimo regolamento.

Articolo 22 ter

Condizioni per la riduzione dell'obiettivo relativo all'uso di combustibili rinnovabili di origine non biologica nel settore industriale

1. Uno Stato membro può ridurre il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica usati a scopi finali energetici e non energetici di cui all'articolo 22 *bis*, paragrafo 1, quinto comma, del 20 % nel 2030 a condizione che:

- a) tale Stato membro è sulla buona strada per conseguire il suo contributo nazionale all'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione di cui all'articolo 3, paragrafo 1, primo comma, che è almeno equivalente al suo contributo nazionale previsto secondo la formula di cui all'allegato II del regolamento (UE) 2018/1999; e
- b) la quota di idrogeno, o dei suoi derivati, proveniente da combustibili fossili consumata in tale Stato membro non è superiore al 23 % nel 2030 e non è superiore al 20 % nel 2035.

Se una di tali condizioni non è soddisfatta, la riduzione di cui al primo comma cessa di applicarsi.

2. Se uno Stato membro applica la riduzione di cui al paragrafo 1, lo notifica alla Commissione, unitamente ai suoi piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e nell'ambito delle relazioni intermedie nazionali integrate per l'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 del medesimo regolamento. La notifica contiene informazioni sulla quota aggiornata di combustibili rinnovabili di origine non biologica e tutti i dati pertinenti per dimostrare che le condizioni di cui al paragrafo 1, lettere a) e b), del presente articolo sono soddisfatte.

La Commissione monitora la situazione negli Stati membri che beneficino di una riduzione al fine di verificare l'attuale rispetto delle condizioni di cui al paragrafo 1, lettere a) e b).

▼ B*Articolo 23***Utilizzo dell'energia rinnovabile negli impianti di riscaldamento e raffrescamento****▼ M2**

1. Al fine di promuovere l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, ciascuno Stato membro aumenta la quota di energia rinnovabile in tale settore di almeno 0,8 punti percentuali come media annuale calcolata per il periodo dal 2021 al 2025 e di almeno 1,1 punto percentuale come media annuale calcolata per il periodo dal 2026 al 2030, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020, espresso in termini di quota nazionale di consumo finale lordo di energia e calcolato secondo la metodologia indicata all'articolo 7.

Gli Stati membri possono conteggiare il calore e il freddo di scarto ai fini degli aumenti medi annui di cui al primo comma, fino a un limite di 0,4 punti percentuali. Se decidono di procedere in tal senso, l'aumento medio annuo cresce della metà dei punti percentuali di calore e freddo di scarto conteggiati fino a un limite superiore di 1,0 punto percentuale per il periodo dal 2021 al 2025 e di 1,3 punti percentuali per il periodo dal 2026 al 2030.

Gli Stati membri informano la Commissione della loro intenzione di conteggiare il calore e il freddo di scarto e della quantità stimata nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999. Oltre agli aumenti minimi annui di punti percentuali di cui al primo comma del presente paragrafo, ogni Stato membro si sforza di aumentare la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento dei punti percentuali indicativi aggiuntivi di cui all'allegato I *bis* della presente direttiva.

Gli Stati membri possono conteggiare l'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e raffrescamento ai fini dell'aumento medio annuo di cui al primo comma, fino a un limite di 0,4 punti percentuali, a condizione che l'efficienza dell'unità di generazione di calore e di freddo sia superiore al 100 %. Se decidono di procedere in tal senso, l'aumento medio annuo cresce della metà dei punti percentuali di energia elettrica da fonti rinnovabili fino a un limite superiore di 1,0 punto percentuale per il periodo dal 2021 al 2025 e di 1,3 punti percentuali per il periodo dal 2026 al 2030.

Gli Stati membri informano la Commissione della loro intenzione di conteggiare l'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e raffrescamento mediante generatori di calore e di freddo la cui efficienza è superiore al 100 % ai fini dell'aumento annuo di cui al primo comma del presente paragrafo. Gli Stati membri includono le capacità stimate di energia elettrica da fonti rinnovabili delle unità di generazione di calore e di freddo la cui efficienza è superiore al 100 % nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999. Gli Stati membri includono la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e raffrescamento mediante unità di generazione di calore e di freddo la cui efficienza è superiore al 100 % nelle loro relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 del medesimo regolamento.

▼ M2

1 *bis*. Per il calcolo della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e nel raffrescamento ai fini del paragrafo 1, gli Stati membri utilizzano la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel loro territorio nei due anni precedenti.

1 *ter*. Gli Stati membri effettuano una valutazione del loro potenziale di energia da fonti rinnovabili e dell'uso del calore e freddo di scarto nel settore del riscaldamento e del raffrescamento e includono, se del caso, un'analisi delle aree idonee per un utilizzo a basso rischio ambientale e del potenziale in termini di progetti residenziali di piccola taglia. Tale valutazione prende in considerazione le tecnologie disponibili ed economicamente praticabili per usi industriali e domestici nell'intento di fissare traguardi e misure per aumentare l'uso di energia rinnovabile nel riscaldamento e raffrescamento e, se del caso, l'uso di calore e freddo di scarto mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento al fine di definire una strategia nazionale a lungo termine per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e l'inquinamento atmosferico derivante dal riscaldamento e dal raffrescamento. Tale valutazione è conforme al principio dell'efficienza energetica al primo posto e si iscrive nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e accompagna la valutazione globale del riscaldamento e raffrescamento prevista dall'articolo 14, paragrafo 1, della direttiva 2012/27/UE.

▼ B

2. ► M2 Ai fini del paragrafo 1 del presente articolo, nel calcolare la propria quota di energia rinnovabile destinata al settore del riscaldamento e del raffrescamento e l'aumento medio annuo in conformità di tale paragrafo, incluso l'aumento indicativo aggiuntivo di cui all'allegato I *bis*, ogni Stato membro: ◀

▼ M2▼ B

- b) qualora la sua quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia superiore al 60 % può considerare la quota in questione come realizzazione dell'aumento medio annuo; e
- c) qualora la sua quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia oltre il 50 % e fino al 60 %, può considerare la quota in questione come realizzazione della metà dell'aumento medio annuo.

Nel decidere quali misure adottare ai fini dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, gli Stati membri possono tener conto del rapporto costi-efficacia, in modo da considerare gli ostacoli strutturali legati alla quota elevata di utilizzo di gas naturale o al raffrescamento o a una dispersione degli insediamenti a bassa densità di popolazione.

Qualora tali provvedimenti comportino una diminuzione dell'aumento medio annuo di cui al paragrafo 1 del presente articolo, gli Stati membri lo comunicano, ad esempio mediante le loro relazioni intermedie integrate sull'energia e il clima ai sensi dell'articolo 20 del regolamento (UE) 2018/1999, e forniscono alla Commissione una giustificazione che comprenda la scelta di misure di cui al presente paragrafo, secondo comma.

▼ M2

In particolare, gli Stati membri forniscono ai proprietari o ai locatari di edifici e alle PMI informazioni sulle misure efficaci in termini di costi e sugli strumenti finanziari al fine di migliorare l'uso delle energie da fonti rinnovabili nei sistemi di riscaldamento e di raffrescamento. Gli Stati membri forniscono le informazioni attraverso strumenti di consulenza accessibili e trasparenti.

▼ B

3. Sulla base di criteri oggettivi e non discriminatori, gli Stati membri possono istituire e rendere pubblico un elenco di misure e possono designare e rendere pubbliche le entità incaricate dell'attuazione, quali i fornitori di combustibile, organismi pubblici o professionali che contribuiscono all'aumento medio annuo di cui al paragrafo 1.

▼ M2

4. Per conseguire l'aumento medio annuo di cui al paragrafo 1, primo comma, gli Stati membri si adoperano per attuare almeno due delle misure seguenti:

- a) l'integrazione fisica dell'energia rinnovabile o del calore e del freddo di scarto nelle fonti energetiche e nei combustibili destinati al riscaldamento e al raffrescamento;
- b) l'installazione negli edifici di sistemi ad alta efficienza di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili, la connessione degli edifici a sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti o l'utilizzo di energia rinnovabile o del calore e del freddo di scarto nei processi industriali di riscaldamento e raffrescamento;
- c) misure corredate di certificati negoziabili attestanti il rispetto dell'obbligo di cui al paragrafo 1, primo comma, mediante sostegno alle misure d'installazione di cui alla lettera b) del presente paragrafo, realizzate da un altro operatore economico quale un installatore indipendente di tecnologie per le fonti di energia rinnovabili o una società di servizi energetici che fornisce servizi di installazione in materia di energie rinnovabili;
- d) sviluppo delle capacità affinché le autorità nazionali, regionali e locali individuino il potenziale di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili a livello locale, pianifichino e attuino progetti in materia di energia rinnovabile e infrastrutture e offrano consulenza in materia;
- e) la creazione di quadri per la mitigazione del rischio al fine di ridurre il costo del capitale per progetti di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili e progetti relativi al calore e al freddo di scarto, consentendo, tra l'altro, il raggruppamento di progetti di minori dimensioni, nonché un collegamento più olistico di tali progetti con altre misure in materia di efficienza energetica e ristrutturazione edilizia;
- f) la promozione di accordi per l'acquisto di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili per consumatori aziendali e piccoli consumatori collettivi;
- g) piani di sostituzione programmata delle fonti e dei sistemi di riscaldamento a combustibili fossili non compatibili con le fonti rinnovabili o piani di eliminazione graduale dei combustibili fossili con tappe intermedie;

▼ M2

- h) obblighi a livello regionale e locale in materia di pianificazione del riscaldamento e del raffrescamento da fonti rinnovabili;
- i) la promozione della produzione di biogas e della sua immissione nella rete del gas, in sostituzione del suo utilizzo per la produzione di energia elettrica;
- j) misure atte a promuovere l'integrazione della tecnologia di stoccaggio dell'energia termica nei sistemi di riscaldamento e raffrescamento;
- k) la promozione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento basate sulle energie rinnovabili, in particolare le comunità di energia rinnovabile, anche attraverso misure di regolamentazione, accordi di finanziamento e sostegno finanziario
- l) altre misure strategiche aventi effetto equivalente, tra cui misure fiscali, regimi di sostegno o altri incentivi finanziari che contribuiscano all'installazione di impianti di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili e allo sviluppo di reti energetiche che forniscano energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento di edifici e industrie.

Nell'adottare e attuare dette misure, gli Stati membri assicurano che siano accessibili per tutti i consumatori, in particolare per quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, che non disporrebbero altrimenti di sufficiente capitale iniziale per beneficiarne.

▼ B

5. Gli Stati membri possono utilizzare le strutture già istituite in conformità degli obblighi nazionali di risparmio energetico di cui all'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE al fine di attuare e monitorare le misure di cui al paragrafo 3 del presente articolo.

6. Qualora le entità siano designate ai sensi del paragrafo 3, gli Stati membri assicurano che il contributo di tali entità designate sia misurabile e verificabile e che le entità designate riferiscano ogni anno in merito:

- a) all'apporto totale dell'energia fornita per il riscaldamento e il raffrescamento;
- b) all'apporto totale dell'energia da fonti rinnovabili fornita per il riscaldamento e il raffrescamento;
- c) all'apporto di calore e freddo di scarto fornito per il riscaldamento e il raffrescamento;
- d) alla quota dell'energia rinnovabile e del calore e freddo di scarto rispetto all'ammontare totale di energia fornita per il riscaldamento e il raffrescamento; e
- e) al tipo di fonte di energia rinnovabile.

▼ B*Articolo 24***Teleriscaldamento e teleraffrescamento****▼ M2**

1. Gli Stati membri provvedono affinché ai consumatori finali siano fornite informazioni sulla prestazione energetica e sulla quota di energia da fonti rinnovabili dei loro sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in un modo facilmente accessibile, ad esempio sulle bollette, sui siti web dei fornitori e su richiesta. Le informazioni sulla quota di energia da fonti rinnovabili sono espresse almeno come percentuale del consumo finale lordo di energia nel riscaldamento e raffreddamento assegnata ai clienti di un dato sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento e includono informazioni sulla quantità di energia utilizzata per fornire un'unità di riscaldamento al cliente o all'utente finale.

▼ B

2. Gli Stati membri adottano le misure e le condizioni necessarie per consentire ai clienti dei sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento che non costituiscono teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti o che non sono tali entro il 31 dicembre 2025 sulla base di un piano approvato dall'autorità competente, di disconnettersi dal sistema risolvendo o modificando il contratto al fine di generare in proprio il riscaldamento o il raffreddamento da fonti rinnovabili.

Nel caso in cui sia collegata alla disconnessione fisica, la risoluzione del contratto può essere subordinata alla compensazione per costi causati direttamente dalla disconnessione fisica e per la parte non ammortizzata degli investimenti necessari per fornire calore e freddo al cliente in questione.

3. Gli Stati membri possono limitare il diritto di disconnettersi, risolvendo o modificando il contratto a norma del paragrafo 2, ai clienti che possono dimostrare che la soluzione alternativa prevista per la fornitura di riscaldamento o raffreddamento si traduce in un miglioramento significativo della prestazione energetica. La valutazione della prestazione energetica della soluzione alternativa può essere basata sull'attestato di prestazione energetica.

▼ M2

4. Gli Stati membri si adoperano per aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffrescamento di 2,2 punti percentuali indicativi quale media annua calcolata per il periodo dal 2021 al 2030, partendo dalla quota di energia da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffrescamento nel 2020, e stabiliscono le misure necessarie a tal fine nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999. La quota di energia da fonti rinnovabili è espressa in termini di quota del consumo finale lordo di energia nel teleriscaldamento e teleraffrescamento adeguata a condizioni climatiche medie normali.

Gli Stati membri possono conteggiare l'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento nell'aumento medio annuo di cui al primo comma.

▼ M2

Gli Stati membri informano la Commissione della loro intenzione di conteggiare l'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel teleriscaldamento e nel teleraffrescamento ai fini dell'aumento annuo di cui al primo comma del presente paragrafo. Gli Stati membri includono le capacità stimate di energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel teleriscaldamento e nel teleraffrescamento nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999. Gli Stati membri includono la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel teleriscaldamento e nel teleraffrescamento nelle loro relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 del medesimo regolamento.

4 bis. Per il calcolo della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel teleriscaldamento e nel teleraffrescamento ai fini del paragrafo 4, gli Stati membri utilizzano la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel loro territorio nei due anni precedenti.

Gli Stati membri con una quota di energia da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffrescamento superiore al 60 % possono considerare la quota in questione come realizzazione dell'aumento medio annuo di cui al primo comma del paragrafo 4. Gli Stati membri con una quota di energia da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffrescamento superiore al 50 % e fino al 60 % possono considerare la quota in questione come realizzazione della metà dell'aumento medio annuo di cui al primo comma del paragrafo 4.

Gli Stati membri stabiliscono nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 le misure necessarie all'attuazione dell'aumento medio annuo di cui al primo comma, paragrafo 4, del presente articolo.

4 ter. Gli Stati membri provvedono affinché i gestori di sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento di capacità superiore a 25 MWth siano incoraggiati a connettere i fornitori terzi di energia da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto o a offrire la connessione e l'acquisto di calore e freddo prodotti da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto da parte di fornitori terzi, sulla base di criteri non discriminatori stabiliti dall'autorità competente dello Stato membro interessato, quando detti gestori sono soggetti a uno degli obblighi seguenti:

- a) soddisfare la domanda di nuovi clienti;
- b) sostituire la capacità esistente di produzione di calore o freddo;
- c) ampliare la capacità esistente di produzione di calore o freddo.

5. Gli Stati membri possono consentire al gestore di un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento di rifiutare la connessione e l'acquisto di calore o freddo da un fornitore terzo in tutti i casi seguenti:

- a) il sistema non dispone della necessaria capacità a motivo di altre forniture di calore o di freddo da fonti rinnovabili o di calore e di freddo di scarto;

▼ M2

- b) il calore o il freddo del fornitore terzo non soddisfa i parametri tecnici necessari per connettere e assicurare il funzionamento affidabile e sicuro del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento;
- c) il gestore può dimostrare che la fornitura di tale accesso comporterebbe un aumento eccessivo del costo del calore o del freddo per i clienti finali rispetto al costo di utilizzo della principale fonte locale di calore o freddo con cui la fonte rinnovabile o il calore e il freddo di scarto sarebbero in competizione;
- d) il sistema è un sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente.

Gli Stati membri assicurano che il gestore di un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento che rifiuti di collegare un fornitore di calore o freddo ai sensi del primo comma fornisca all'autorità competente informazioni sui motivi del rifiuto e riguardo alle condizioni da soddisfare e alle misure da adottare nel sistema per consentire la connessione. Gli Stati membri assicurano l'esistenza di un processo adeguato per porre rimedio a rifiuti ingiustificati.

6. Gli Stati membri istituiscono, se necessario, un quadro di coordinamento tra i gestori di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento e le fonti potenziali di calore e freddo di scarto nei settori dell'industria e del terziario per promuoverne l'uso. Detto quadro di coordinamento assicura un dialogo sull'uso del calore e del freddo di scarto che coinvolga in particolare:

- a) i gestori di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento;
- b) le imprese del settore industriale e terziario che generano calore e freddo di scarto che possono essere recuperati economicamente tramite sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, quali centri dati, impianti industriali, grandi edifici commerciali, impianti di stoccaggio dell'energia e trasporti pubblici;
- c) amministrazioni locali responsabili della pianificazione e dell'approvazione di infrastrutture energetiche;
- d) esperti scientifici che lavorano sui sistemi d'avanguardia di teleriscaldamento e teleraffrescamento; e
- e) comunità di energia rinnovabile coinvolte nel riscaldamento e nel raffrescamento.

▼ B

7. Il diritto di disconnettersi risolvendo o modificando un contratto a norma del paragrafo 2 può essere esercitato da singoli clienti, da imprese comuni costituite da clienti o da parti che agiscono per conto dei clienti. Per i condomini, una tale disconnessione può essere praticata soltanto a livello dell'intero edificio, conformemente alla legge applicabile all'abitazione.

▼ M2

8. Gli Stati membri istituiscono un quadro nel quale i gestori di sistemi di distribuzione dell'energia elettrica e valutano almeno ogni quattro anni, in collaborazione con i gestori di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento nei rispettivi settori, il potenziale dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento di fornire servizi di bilanciamento e altri servizi di sistema, quali la gestione della domanda e l'accumulo termico di energia elettrica eccedentaria da fonti rinnovabili, e se l'uso del potenziale così individuato sarebbe più efficiente in termini di risorse e di costi rispetto a soluzioni alternative.

Gli Stati membri assicurano che i gestori di sistemi di distribuzione e di trasmissione dell'energia elettrica tengano debitamente conto dei risultati della valutazione prevista a norma del primo comma nella pianificazione e negli investimenti nella rete e nello sviluppo dell'infrastruttura nei rispettivi territori.

Gli Stati membri agevolano il coordinamento tra i gestori di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento e i gestori di sistemi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica al fine di assicurare che il bilanciamento, lo stoccaggio e altri servizi di flessibilità, come la gestione della domanda, forniti da gestori di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento possano partecipare ai mercati dell'energia elettrica.

Gli Stati membri possono estendere i obblighi di valutazione e coordinamento di cui al primo e al terzo comma ai gestori di sistemi di trasmissione e distribuzione del gas, incluse le reti di idrogeno e altre reti energetiche.

9. Gli Stati membri assicurano che i diritti dei consumatori e le regole di gestione dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in conformità del presente articolo siano chiaramente definiti, pubblicamente disponibili e attuati dall'autorità competente.

10. Uno Stato membro non è tenuto ad applicare i paragrafi da 2 a 9 se è soddisfatta almeno una delle condizioni seguenti:

- a) la sua quota di teleriscaldamento e teleraffrescamento era, al 24 dicembre 2018, inferiore o pari al 2 % del consumo finale lordo di energia nel riscaldamento o raffrescamento;
- b) la sua quota di teleriscaldamento o teleraffrescamento è aumentata oltre il 2 % del consumo finale di energia nel riscaldamento e raffrescamento al 24 dicembre 2018 grazie allo sviluppo di nuovi teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti sulla base del suo piano nazionale integrato per l'energia e il clima presentato ai sensi degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999 e in conformità della valutazione di cui all'articolo 23, paragrafo 1 *ter*, della presente direttiva;
- c) il 90 % del consumo finale lordo di energia nei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento avviene in sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti.

*Articolo 25***Aumento dell'energia rinnovabile e riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra nel settore dei trasporti**

1. Ogni Stato membro fissa un obbligo in capo ai fornitori di combustibili per assicurare che:

▼ M2

- a) il quantitativo di combustibili rinnovabili e di energia elettrica da fonti rinnovabili forniti al settore dei trasporti determini:
- i) una quota di energia rinnovabile nel consumo finale di energia nel settore dei trasporti pari ad almeno il 29 % entro il 2030; o
 - ii) una riduzione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra pari ad almeno il 14,5 % entro il 2030 rispetto al valore di riferimento di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b), in conformità della traiettoria indicativa stabilita dallo Stato membro;
- b) la quota combinata di biocarburanti avanzati e biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, e di combustibili rinnovabili di origine non biologica nell'energia fornita al settore dei trasporti sia pari ad almeno l'1 % nel 2025 e il 5,5 % nel 2030, di cui una quota pari ad almeno l'1 % proveniente da combustibili rinnovabili di origine non biologica nel 2030.

Gli Stati membri sono incoraggiati a fissare obiettivi differenziati per i biocarburanti avanzati e i biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, e per i combustibili rinnovabili di origine non biologica a livello nazionale, al fine di adempiere all'obbligo di cui al primo comma, lettera b), del presente paragrafo, in modo da promuovere e ampliare lo sviluppo di entrambi i combustibili.

Gli Stati membri con porti marittimi dovrebbero adoperarsi per garantire che a partire dal 2030 la quota di combustibili rinnovabili di origine non biologica sulla quantità totale di energia fornita al settore del trasporto marittimo sia almeno pari all'1,2 %.

Nelle loro relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 del regolamento (UE) 2018/1999, gli Stati membri riferiscono in merito alla quota di energia rinnovabile nel consumo finale di energia nel settore dei trasporti, incluso nel settore del trasporto marittimo, e alla loro riduzione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra.

Se l'elenco delle materie prime di cui all'allegato IX, parte A, è modificato conformemente all'articolo 28, paragrafo 6, lo Stato membro può aumentare di conseguenza la propria quota minima di biocarburanti avanzati e biogas prodotti a partire da tali materie prime nell'energia fornita al settore dei trasporti.

2. Per il calcolo degli obiettivi di cui al paragrafo 1, primo comma, lettera a), e delle quote di cui al paragrafo 1, primo comma, lettera b), gli Stati membri:

- a) tengono conto dei combustibili rinnovabili di origine non biologica anche quando sono utilizzati come prodotti intermedi per la produzione di:
- i) carburanti per trasporti convenzionali; o
 - ii) biocarburanti, a condizione che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra realizzata grazie all'uso di combustibili rinnovabili di origine non biologica non sia contata nel calcolo della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso dei biocarburanti;

▼ M2

b) possono tenere conto del biogas iniettato nell'infrastruttura nazionale di trasporto e distribuzione del gas.

3. Per il calcolo degli obiettivi di cui al paragrafo 1, primo comma lettera a), gli Stati membri possono prendere in considerazione carburanti derivanti da carbonio riciclato.

Nella definizione di tale obbligo in capo ai fornitori di combustibile, gli Stati membri possono:

a) esentare coloro che forniscono carburanti sotto forma di energia elettrica o carburanti rinnovabili di origine non biologica dall'obbligo di rispettare, relativamente a detti carburanti, la quota minima di biocarburanti avanzati e biogas prodotti a partire dalle materie prime di cui all'allegato IX, parte A;

b) stabilire tale obbligo mediante misure riguardanti i volumi, il contenuto energetico o le emissioni di gas a effetto serra;

c) distinguere tra diversi vettori energetici;

d) distinguere tra il trasporto marittimo e altri settori.

4. Gli Stati membri istituiscono un meccanismo che consente ai fornitori di combustibili nel loro territorio di scambiare crediti per la fornitura di energia rinnovabile al settore dei trasporti. Gli operatori economici che forniscono energia elettrica da fonti rinnovabili ai veicoli elettrici tramite punti di ricarica pubblici ricevono crediti, a prescindere dal fatto che siano soggetti all'obbligo previsto dagli Stati membri per i fornitori di combustibili, e possono vendere tali crediti ai fornitori di combustibili che devono essere autorizzati a usarli al fine di soddisfare l'obbligo di cui al paragrafo 1, primo comma. Gli Stati membri possono includere i punti di ricarica privati in tale meccanismo, a condizione che sia possibile dimostrare che l'energia elettrica da fonti rinnovabili fornita a tali punti di ricarica è fornita esclusivamente ai veicoli elettrici.

▼ B*Articolo 26***Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere****▼ M2**

1. Per il calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili da parte di uno Stato membro di cui all'articolo 7 e della quota minima di energia rinnovabile e dell'obiettivo di riduzione dell'intensità di gas a effetto serra di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di combustibili da biomassa consumati nei trasporti, se prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non supera di oltre un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale lordo di energia nel 2020 nello Stato membro in questione, con un consumo finale di energia massimo del 7 % nel settore dei trasporti in tale Stato membro.

▼B

Qualora sia inferiore all'1 % in uno Stato membro, tale quota può essere aumentata a un massimo pari al 2 % del consumo finale di energia nei settori del trasporto stradale e ferroviario.

Gli Stati membri possono fissare un limite inferiore e possono distinguere, ai fini dell'articolo 29, paragrafo 1, tra diversi tipi di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere, tenendo conto delle migliori evidenze disponibili riguardo all'impatto del cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni. Gli Stati membri possono ad esempio fissare un limite inferiore per la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture oleaginose.

▼M2

Laddove la quota di biocarburanti e bioliquidi, oltre che di combustibili da biomassa consumati nei trasporti, ottenuti da colture alimentari e foraggere in uno Stato membro sia limitata a una quota inferiore al 7 % o qualora uno Stato membro decida di limitare ulteriormente la quota, tale Stato membro può ridurre di conseguenza la quota minima di energia rinnovabile o l'obiettivo di riduzione dell'intensità di gas a effetto serra di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), in ragione del contributo che avrebbero dato in termini di quota minima di energia rinnovabile o riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Ai fini dell'obiettivo di riduzione dell'intensità di gas a effetto serra, gli Stati membri considerano per tali combustibili una riduzione del 50 % di emissioni di gas a effetto serra.

2. Per il calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili da parte di uno Stato membro di cui all'articolo 7 e della quota minima di energia rinnovabile e dell'obiettivo di riduzione dell'intensità di gas a effetto serra di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), la quota di biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, per i quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione verso terreni che presentano elevate scorte di carbonio, non deve superare il livello di consumo di tali carburanti registrato nel 2019 in tale Stato membro, a meno che siano certificati quali biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni ai sensi del presente paragrafo.

▼B

Dal 31 dicembre 2023 fino a non oltre il 31 dicembre 2030, tale limite diminuisce gradualmente fino a raggiungere lo 0 %.

Entro il 1° febbraio 2019 la Commissione presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sullo stato di espansione della produzione delle pertinenti colture alimentari e foraggere in tutto il mondo.

Entro il 1° febbraio 2019 la Commissione adotta un atto delegato ai sensi dell'articolo 35 al fine di integrare la presente direttiva definendo i criteri per la certificazione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni e per la determinazione delle materie prime a elevato rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni per le quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione in terreni che presentano elevate scorte di carbonio. La relazione e l'atto delegato che la accompagna si basano sui migliori dati scientifici disponibili.

▼ M2

Entro il 1° settembre 2023, la Commissione rivede i criteri stabiliti nell'atto delegato di cui al quarto comma del presente paragrafo, sulla base delle migliori evidenze scientifiche disponibili e adotta, ai sensi dell'articolo 35, atti delegati al fine di modificare detti criteri, se del caso, e di integrare la presente direttiva includendo una traiettoria per ridurre gradualmente il contributo all'obiettivo complessivo dell'Unione di cui all'articolo 3, paragrafo 1, e alla quota minima di energia rinnovabile di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni prodotti da materie prime per le quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione in terreni che presentano elevate scorte di carbonio. Tale riesame si basa su una versione riveduta della relazione sull'espansione delle materie prime presentata conformemente al terzo comma del presente paragrafo. Tale relazione valuta, in particolare, se la soglia relativa alla quota massima dell'espansione media annua della zona di produzione mondiale in terreni che presentano elevati stock di carbonio debba essere ridotta sulla base di criteri oggettivi e scientifici e tenendo conto degli obiettivi e degli impegni climatici dell'Unione.

Se del caso, la Commissione modifica i criteri stabiliti nell'atto delegato di cui al quarto comma sulla base dei risultati della valutazione di cui al quinto comma. La Commissione continua a riesaminare, ogni tre anni dopo l'adozione dell'atto delegato di cui al quarto comma, i dati alla base di tale atto delegato. La Commissione aggiorna tale atto delegato ove necessario alla luce dell'evoluzione delle circostanze e dei più recenti dati scientifici disponibili.

*Articolo 27***Criteria di calcolo nel settore dei trasporti e per quanto riguarda i combustibili rinnovabili di origine non biologica, indipendentemente dall'utilizzo finale**

1. Per calcolare la riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), punto ii), si applicano le regole seguenti:

- a) la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra è calcolata come segue:
 - i) per il biocarburante e il biogas, moltiplicando il quantitativo di tali carburanti forniti a tutti i modi di trasporto per le loro riduzioni di emissioni di gas a effetto serra determinate conformemente all'articolo 31;
 - ii) per i combustibili rinnovabili di origine non biologica e i carburanti derivanti da carbonio riciclato, moltiplicando la quantità di tali combustibili fornita a tutti i modi di trasporto per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra determinata conformemente agli atti delegati adottati a norma dell'articolo 29 *bis*, paragrafo 3;
 - iii) per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, moltiplicando la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita a tutti i modi di trasporto per il carburante fossile di riferimento EC_F (e) di cui all'allegato V;

▼ M2

- b) lo scenario di riferimento di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), punto ii), è calcolato fino al 31 dicembre 2030 moltiplicando la quantità di energia fornita al settore dei trasporti per il carburante fossile di riferimento E_F (t) di cui all'allegato V; dal 1° gennaio 2031, il valore di riferimento di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), punto ii), è pari alla somma:
- i) della quantità di combustibili fornita a tutti i modi di trasporto moltiplicata per il carburante fossile di riferimento E_F (t) di cui all'allegato V;
 - ii) della quantità di energia elettrica fornita a tutti i modi di trasporto moltiplicata per il carburante fossile di riferimento EC_F (e) di cui all'allegato V;
- c) per il calcolo delle pertinenti quantità di energia si applicano le regole seguenti:
- i) per il calcolo dell'energia fornita al settore dei trasporti sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'allegato III;
 - ii) per il calcolo del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'allegato III, gli Stati membri applicano le pertinenti norme europee per calcolare il potere calorifico dei carburanti. Se non sono state adottate norme europee a tal fine, essi si avvalgono delle pertinenti norme ISO;
 - iii) la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti è determinata moltiplicando la quantità di energia elettrica fornita a tale settore per la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel territorio dello Stato membro nei due anni precedenti, a meno che l'energia elettrica non sia ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e fornita al settore dei trasporti, nel qual caso l'energia elettrica è interamente conteggiata come energia rinnovabile e l'energia elettrica prodotta da un veicolo elettrico solare e utilizzata per il consumo del veicolo stesso può essere conteggiata come pienamente rinnovabile;
 - iv) la quota di biocarburanti e biogas prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte B, sul contenuto energetico dei combustibili e dell'elettricità forniti al settore dei trasporti è limitata all'1,7 %, ad eccezione di Cipro e Malta;
- d) la riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra derivante dall'uso di energie rinnovabili è determinata dividendo le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta dall'uso di biocarburanti, biogas, combustibili rinnovabili di origine non biologica ed energia elettrica da fonti rinnovabili forniti a tutti i modi di trasporto per lo scenario di base; gli Stati membri possono prendere in considerazione i carburanti derivanti da carbonio riciclato.

▼ M2

Gli Stati membri possono, ove giustificato, aumentare il limite di cui al primo comma, lettera c), punto iv), del presente paragrafo, tenendo conto della disponibilità delle materie prime elencate nell'allegato IX, parte B. Qualsiasi aumento è notificato alla Commissione, unitamente alle motivazioni ed è soggetto all'approvazione della Commissione.

2. Per il calcolo delle quote minime di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), punto i), e lettera b), si applicano le regole seguenti:

- a) per il calcolo del denominatore, ossia la quantità di energia consumata nel settore dei trasporti, si tiene conto di tutti i combustibili e tutta l'energia elettrica forniti al settore dei trasporti;
- b) per il calcolo del numeratore, ossia la quantità di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti ai fini dell'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, si tiene conto del contenuto energetico di tutti i tipi di energia da fonti rinnovabili forniti a tutti i modi di trasporto, anche ai bunkeraggi marittimi internazionali, nel territorio di ciascuno Stato membro; gli Stati membri possono prendere in considerazione i carburanti derivanti da carbonio riciclato;
- c) la quota di biocarburanti e biogas per i prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX e i carburanti rinnovabili di origine non biologica sono considerati pari al doppio del loro contenuto energetico;
- d) la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili è calcolata come pari a quattro volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali e può essere considerata pari a 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario;
- e) la quota di biocarburanti avanzati e biogas prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, forniti per l'aviazione e il trasporto marittimo è considerata pari a 1,2 volte il loro contenuto energetico e la quota di combustibili rinnovabili di origine non biologica forniti per l'aviazione e il trasporto marittimo è considerata pari a 1,5 volte il loro contenuto energetico;
- f) la quota di biocarburanti e biogas prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte B, sul contenuto energetico dei combustibili e dell'elettricità forniti al settore dei trasporti è limitata all'1,7 %, ad eccezione di Cipro e Malta;
- g) per il calcolo dell'energia fornita al settore dei trasporti sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'allegato III;
- h) per il calcolo del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'allegato III, gli Stati membri applicano le pertinenti norme europee per calcolare il potere calorifico dei carburanti, o, se non sono state adottate norme europee a tal fine, essi si avvalgono delle pertinenti norme ISO;

▼ M2

- i) la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti è determinata moltiplicando la quantità di energia elettrica fornita a tale settore per la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel territorio dello Stato membro nei due anni precedenti., a meno che l'energia elettrica non sia ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e fornita al settore dei trasporti, nel qual caso tale energia elettrica è interamente conteggiata come energia rinnovabile e l'energia elettrica prodotta da un veicolo elettrico solare e utilizzata per il consumo del veicolo stesso può essere conteggiata come pienamente rinnovabile.

Gli Stati membri possono, ove giustificato, aumentare il limite di cui al primo comma, lettera f), del presente paragrafo, tenendo conto della disponibilità delle materie prime elencate all'allegato IX, parte B. Qualsiasi aumento è comunicato alla Commissione, insieme ai relativi motivi, ed è soggetto all'approvazione della Commissione;

3. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di modificare la presente direttiva adeguando il limite della quota di biocarburanti e biogas prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte B, sulla base di una valutazione della disponibilità delle materie prime. Il limite è di almeno l'1,7 %. Se la Commissione adotta tale atto delegato, il limite stabilito si applica anche agli Stati membri che hanno ottenuto l'autorizzazione dalla Commissione ad aumentare il limite conformemente al paragrafo 1, secondo comma, o al paragrafo 2, secondo comma, del presente articolo, dopo un periodo di transizione di cinque anni, fatto salvo il diritto dello Stato membro di applicare prima tale nuovo limite. Gli Stati membri possono chiedere una nuova approvazione da parte della Commissione relativa all'aumento rispetto al limite fissato nell'atto delegato conformemente al paragrafo 1, secondo comma, o al paragrafo 2, secondo comma, del presente articolo.

4. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di modificare la presente direttiva, aggiornando i carburanti per il trasporto e il loro contenuto energetico di cui all'allegato III sulla base del progresso tecnico e scientifico.

5. Ai fini dei calcoli di cui al paragrafo 1, primo comma, lettera b), e al paragrafo 2, lettera b), e al paragrafo 2, primo comma, lettera a), la quantità di energia fornita al settore del trasporto marittimo è considerata, in percentuale del consumo finale lordo di energia di tale Stato membro, non superiore al 13 %. Per Cipro e Malta, la quantità di energia consumata per il settore del trasporto marittimo è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia di tali Stati membri, non superiore al 5 %. Il presente paragrafo si applica sino al 31 dicembre 2030.

6. Se l'energia elettrica è utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica, direttamente o per la produzione di prodotti intermedi, per determinare la quota di energia rinnovabile è utilizzata la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili nel paese di produzione, misurata due anni prima dell'anno in questione.

▼ M2

Tuttavia, l'energia elettrica ottenuta mediante un collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili può essere pienamente conteggiata come rinnovabile se utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, a condizione che l'impianto:

- a) entri in funzione dopo oppure al momento stesso dell'impianto che produce i carburanti rinnovabili di origine non biologica; e
- b) non sia collegata alla rete, ovvero sia collegata alla rete ma si possa dimostrare che l'energia elettrica in questione è stata fornita senza prelevare energia elettrica dalla rete.

L'energia elettrica prelevata dalla rete può essere considerata come pienamente rinnovabile a condizione che sia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili e che le proprietà rinnovabili e altri criteri adeguati siano dimostrati, garantendo che le proprietà rinnovabili di tale energia elettrica siano contate una sola volta e in un solo settore di utilizzo finale.

Entro il 31 dicembre 2021 la Commissione adotta un atto delegato ai sensi dell'articolo 35 al fine di integrare la presente direttiva con la definizione di una metodologia dell'Unione che stabilisca norme dettagliate che gli operatori economici devono rispettare per conformarsi ai requisiti stabiliti nel secondo e terzo comma del presente paragrafo.

Entro il 1° luglio 2028 la Commissione presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione in cui valuta l'impatto della metodologia dell'Unione definita conformemente al quarto comma, compreso l'impatto dell'addizionalità e della correlazione temporale e geografica sui costi di produzione, sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e sul sistema energetico.

Tale relazione della Commissione valuta, in particolare, l'impatto sulla disponibilità e sull'accessibilità economica dei combustibili rinnovabili di origine non biologica per i settori dell'industria e dei trasporti e sulla capacità dell'Unione di conseguire i suoi obiettivi in materia di combustibili rinnovabili di origine non biologica tenendo conto della strategia dell'Unione per l'idrogeno importato e nazionale in conformità dell'articolo 22 *bis*, riducendo al minimo l'aumento delle emissioni di gas a effetto serra nel settore dell'energia elettrica e nel sistema energetico nel suo complesso. Se la relazione conclude che i requisiti non sono sufficienti a garantire una disponibilità e un'accessibilità economica sufficienti di combustibili rinnovabili di origine non biologica per i settori dell'industria e dei trasporti e non contribuiscono in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, all'integrazione del sistema energetico e al conseguimento degli obiettivi dell'Unione per i combustibili rinnovabili di origine non biologica fissati per il 2030, la Commissione riesamina la metodologia dell'Unione e, se del caso, adotta un atto delegato conformemente all'articolo 35 al fine di modificare tale metodologia, apportando i necessari adeguamenti ai criteri di cui al secondo e terzo comma del presente paragrafo al fine di agevolare la crescita dell'industria dell'idrogeno.

▼B*Articolo 28***Altre disposizioni relative all'energia rinnovabile nel settore dei trasporti**

1. Nella prospettiva di ridurre al minimo il rischio che singole forniture siano conteggiate più di una volta nell'Unione, gli Stati membri e la Commissione rafforzano la cooperazione tra i sistemi nazionali e tra questi ultimi e i sistemi volontari e i verificatori istituiti ai sensi dell'articolo 30, prevedendo laddove appropriato lo scambio di dati. Se l'autorità competente di uno Stato membro sospetta o individua una frode, ne informa, se del caso, gli altri Stati membri.

▼M2

5. Entro il 30 giugno 2024 la Commissione adotta atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di integrare la presente direttiva precisando la metodologia per determinare la quota di biocarburanti e biogas per i trasporti derivanti dalla biomassa trattata con combustibili fossili in un processo comune.

▼B

6. Entro il 25 giugno 2019 e successivamente ogni due anni, la Commissione riesamina l'elenco delle materie prime riportato nelle parti A e B dell'allegato IX al fine di aggiungere materie prime conformemente ai principi di cui al terzo comma.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 per modificare l'elenco delle materie prime riportato nelle parti A e B dell'allegato IX, aggiungendo, ma non rimuovendo, materie prime. Le materie prime che possono essere trattate solo con tecnologie avanzate sono aggiunte all'allegato IX, parte A. Le materie prime che possono essere trattate per ottenere biocarburanti, o biogas per il trasporto, con tecnologie mature sono aggiunte all'allegato IX, parte B.

Tali atti delegati si basano su un'analisi del potenziale delle materie prime nella produzione di biocarburanti, o biogas per il trasporto, tenendo in considerazione:

- a) i principi dell'economia circolare e della gerarchia dei rifiuti stabiliti nella direttiva 2008/98/CE;
- b) i criteri di sostenibilità dell'Unione stabiliti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7;
- c) l'esigenza di evitare significativi effetti distortivi sui mercati dei (sotto)prodotti, dei rifiuti o dei residui;
- d) il potenziale per il conseguimento di una significativa riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai combustibili fossili sulla base di una valutazione del ciclo di vita delle emissioni;
- e) l'esigenza di evitare ripercussioni negative sull'ambiente e sulla biodiversità;
- f) l'esigenza di evitare che si crei un'ulteriore domanda di terreni.

▼ M2

7. Entro il 31 dicembre 2025, nel contesto della valutazione biennale dei progressi compiuti in applicazione del regolamento (UE) 2018/1999, la Commissione valuta se l'obbligo relativo ai biocarburanti avanzati e ai biogas prodotti a partire da materie prime elencate all'allegato IX, parte A, della presente direttiva stabilito all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera b), della presente direttiva stimoli effettivamente l'innovazione e garantisca la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nel settore dei trasporti. La Commissione analizza, in tale valutazione, se l'applicazione del presente articolo eviti efficacemente il doppio conteggio dell'energia rinnovabile.

La Commissione, se del caso, presenta una proposta volta a modificare l'obbligo relativo ai biocarburanti avanzati e ai biogas prodotti a partire da materie prime elencate all'allegato IX, parte A, stabilito all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera b).

▼ B*Articolo 29***Criteria di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa**

1. L'energia prodotta da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa è presa in considerazione ai fini di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma solo se rispetta i criteri di sostenibilità e i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui ai paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10:

▼ M2

a) per contribuire al raggiungimento delle quote di energia rinnovabile degli Stati membri e degli obiettivi stabiliti all'articolo 3, paragrafo 1, all'articolo 15 *bis*, paragrafo 1, all'articolo 22 *bis*, paragrafo 1, all'articolo 23, paragrafo 1, all'articolo 24, paragrafo 4, e all'articolo 25, paragrafo 1;

▼ B

b) per misurare il rispetto degli obblighi in materia di energie rinnovabili incluso l'obbligo di cui all'articolo 25;

c) per determinare se il consumo di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa possa beneficiare di sostegno finanziario.

▼ M2

Tuttavia, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquicoltura, della pesca e della silvicoltura devono soddisfare soltanto i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra definiti al paragrafo 10 per essere presi in considerazione ai fini di cui alle lettere a), b) e c) del primo comma del presente paragrafo. In caso di utilizzo di rifiuti non differenziati, gli Stati membri possono obbligare gli operatori ad applicare sistemi di cernita di rifiuti non differenziati allo scopo di rimuovere i materiali fossili. Il presente comma si applica anche ai rifiuti e ai residui che sono stati trasformati in un prodotto prima di essere trattati per ottenere biocarburante, bioliquido o combustibile da biomassa.

▼ B

L'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento prodotti a partire da rifiuti solidi urbani non sono soggetti ai criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al paragrafo 10.

▼ M2

I combustibili da biomassa soddisfano i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui ai paragrafi da 2 a 7 e al paragrafo 10, se utilizzati:

- a) nel caso di combustibili solidi da biomassa, in impianti che producono energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 7,5 MW;
- b) nel caso di combustibili gassosi da biomassa, in impianti che producono energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 2 MW;
- c) nel caso di impianti che producono combustibili gassosi da biomassa con la seguente portata media di biometano:
 - i) oltre 200 m³ di metano equivalente/h misurata in condizioni standard di temperatura e pressione, ossia 0 °C e pressione atmosferica di 1 bar;
 - ii) se il biogas è composto da una miscela di metano e di altro gas non combustibile, per la portata di metano, la soglia di cui al punto i) ricalcolata in proporzione alla percentuale volumetrica di metano nella miscela;

Gli Stati membri possono applicare i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra agli impianti con una potenza termica nominale totale o una portata di biometano inferiori.

▼ B

I criteri di sostenibilità e i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui ai paragrafi da 2 a 7 e 10 si applicano indipendentemente dall'origine geografica della biomassa.

2. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui provenienti non da terreni forestali bensì agricoli sono presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), solo se gli operatori o le autorità nazionali dispongono di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo. Le informazioni relative alle modalità di monitoraggio e di gestione dell'impatto sono comunicate conformemente all'articolo 30, paragrafo 3.

▼ M2

3. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008, o successivamente, possedevano uno degli status seguenti, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato detto status:

- a) foreste primarie e altri terreni boschivi, vale a dire foreste e altri terreni boschivi di specie native, ove non vi sia alcun segno chiaramente visibile di attività umana e i processi ecologici non siano stati perturbati in modo significativo; e foreste antiche quali definite nel paese in cui è situata la foresta;

▼ M2

- b) foreste a elevata biodiversità e altri terreni boschivi ricchi di specie e non degradati e la cui elevata biodiversità sia stata riconosciuta dall'autorità competente, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con quelle finalità di protezione della natura;
- c) aree designate:
 - i) ai sensi di legge o dall'autorità competente per finalità di protezione della natura, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con la finalità di protezione della natura; o
 - ii) per la protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione riconosciuti da accordi internazionali o inclusi in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura, previo il loro riconoscimento secondo la procedura di cui all'articolo 30, paragrafo 4, primo comma, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con la finalità di protezione della natura;
- d) terreni erbosi naturali a elevata biodiversità aventi un'estensione superiore a un ettaro, ossia:
 - i) terreni erbosi che rimarrebbero tali in assenza di interventi umani e che mantengono la composizione naturale delle specie nonché le caratteristiche e i processi ecologici; o
 - ii) terreni erbosi non naturali, ossia terreni erbosi che cesserebbero di essere tali in assenza di interventi umani e che sono ricchi di specie e non degradati e la cui elevata biodiversità è stata riconosciuta dall'autorità competente, a meno che non sia dimostrato che il raccolto delle materie prime è necessario per preservarne lo status di terreni erbosi a elevata biodiversità; o
- e) brughiera.

Se le condizioni di cui al paragrafo 6, lettera a), punti vi) e vii), non sono soddisfatte, il primo comma del presente paragrafo, ad eccezione della lettera c), si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale.

La Commissione può adottare atti di esecuzione per precisare ulteriormente i criteri secondo i quali i terreni erbosi rientrano nell'ambito di applicazione del primo comma, lettera d), del presente paragrafo. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

▼ B

4. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano elevate scorte di carbonio, ossia terreni che nel gennaio 2008 possedevano uno degli status seguenti, che nel frattempo hanno perso:

- a) zone umide, ossia terreni coperti o saturi di acqua in modo permanente o per una parte significativa dell'anno;

▼ B

- b) zone boschive continue, ossia terreni aventi un'estensione superiore ad un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta superiore al 30 % o di alberi che possono raggiungere tali soglie *in situ*;
- c) terreni aventi un'estensione superiore a un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta compresa tra il 10 % e il 30 % o di alberi che possono raggiungere queste soglie *in situ*, a meno che non siano fornite prove del fatto che le scorte stock di carbonio della superficie in questione prima e dopo la conversione sono tali che, quando è applicata la metodologia di cui all'allegato V, parte C, sono soddisfatte le condizioni di cui al paragrafo 10 del presente articolo.

Il presente paragrafo non si applica se, al momento dell'ottenimento delle materie prime, i terreni avevano lo stesso status detenuto nel gennaio 2008.

▼ M2

Se le condizioni di cui al paragrafo 6, lettera a), punti vi) e vii), non sono soddisfatte, il primo comma del presente paragrafo, ad eccezione delle lettere b) e c), e il secondo comma del presente paragrafo si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale.

5. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa agricola considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che erano torbiere nel gennaio 2008, a meno che non sia dimostrato che la coltivazione e la raccolta di tali materie prime non comportano drenaggio di terreno precedentemente non drenato. Se le condizioni di cui al paragrafo 6, lettera a), punti vi) e vii), non sono soddisfatte, il presente paragrafo si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale.

▼ B

6. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), soddisfano i seguenti criteri per ridurre al minimo il rischio di utilizzare biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile:

- a) il paese in cui è stata raccolta la biomassa forestale ha introdotto e attua leggi nazionali o subnazionali applicabili nell'ambito della raccolta, così come sistemi di monitoraggio e di applicazione che garantiscono:
- i) la legalità delle operazioni di raccolta;
 - ii) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;

▼ M2

- iii) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente per scopi di protezione della natura, comprese le zone umide, i terreni erbosi, le brughiere e le torbiere, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat;

▼ M2

- iv) che la raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado delle foreste primarie e antiche quali definite nel paese in cui è situata la foresta o la loro conversione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili; che la raccolta sia effettuata in conformità delle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti nel paese in cui è situata la foresta e a soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e che la raccolta sia effettuata in conformità dell'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzino qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat;

▼ B

- v) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste;

▼ M2

- vi) che le foreste in cui è raccolta la biomassa forestale non provengano da terreni che presentano gli status di cui rispettivamente al paragrafo 3, lettere a), b), d) ed e), al paragrafo 4, lettera a), e al paragrafo 5, alle stesse condizioni di determinazione dello status dei terreni di cui ai suddetti paragrafi; e
- vii) che gli impianti che producono biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa forestale rilascino una dichiarazione di affidabilità, corroborata da processi interni a livello dell'impresa, ai fini degli audit effettuati a norma dell'articolo 30, paragrafo 3, comprovante che la biomassa forestale non proviene dai terreni di cui al punto vi) del presente comma.

▼ B

- b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) del presente paragrafo, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale sono considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), se sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale per garantire:

- i) la legalità delle operazioni di raccolta;
- ii) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;

▼ M2

- iii) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente, per scopi di protezione della natura, comprese le zone umide, i terreni erbosi, le brughiere e le torbiere, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat, a meno che non sia dimostrato che la raccolta di tali materie prime non ha interferito con detti scopi di protezione della natura;

▼ M2

- iv) che la raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado delle foreste primarie e antiche quali definite nel paese in cui è situata la foresta o la loro conversione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili; che la raccolta sia effettuata in conformità delle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti nel paese in cui è situata la foresta e a soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e che la raccolta sia effettuata in conformità dell'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzino qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat; e

▼ B

- v) la raccolta mantiene o migliora la capacità produttiva a lungo termine delle foreste.

7. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), rispondono ai seguenti criteri relativi alla destinazione dei suoli, al cambiamento della destinazione dei suoli e alla silvicoltura (*land-use, land-use change and forestry – LULUCF*):

▼ C1

- a) il paese o l'organizzazione regionale di integrazione economica in cui ha avuto origine la biomassa forestale è parte dell'accordo di Parigi e:
 - i) ha presentato un contributo determinato a livello nazionale (*nationally determined contribution – NDC*) alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (*United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC*), relativo alle emissioni e agli assorbimenti risultanti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dall'uso del suolo, che garantisce che le variazioni di scorte di carbonio associate alla raccolta della biomassa sono contabilizzate in vista dell'impegno del paese di ridurre o limitare le emissioni di gas serra, come specificato nell'NDC; o
 - ii) dispone di leggi nazionali o subnazionali, in conformità dell'articolo 5 dell'accordo di Parigi, applicabili alla zona di raccolta, per conservare e migliorare le scorte e i pozzi di assorbimento di carbonio, e fornisce le prove che le emissioni registrate relativamente al settore LULUCF non superano gli assorbimenti;

▼ B

- b) se vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) del presente paragrafo, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da biomassa forestale sono considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), se sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale per garantire che i livelli di scorte e di pozzi di assorbimento di carbonio nella foresta siano mantenuti o rafforzati a lungo termine.

▼ M2

7 *bis*. La produzione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a partire da biomassa forestale nazionale è coerente con gli impegni e gli obiettivi degli Stati membri di cui all'articolo 4 del regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾ e con le politiche e le misure descritte dagli Stati membri nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati a norma degli articoli 3 e 14 del regolamento (UE) 2018/1999.

7 *ter*. Nell'ambito del piano nazionale integrato aggiornato definitivo per l'energia e il clima da presentare entro il 30 giugno 2024 a norma dell'articolo 14, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2018/1999, gli Stati membri includono tutto ciò che segue:

- a) una valutazione dell'approvvigionamento interno di biomassa forestale disponibile per scopi energetici nel periodo dal 2021 al 2030 conformemente ai criteri di cui al presente articolo;
- b) una valutazione della compatibilità del previsto uso della biomassa forestale per la produzione di energia con gli obiettivi e i bilanci degli Stati membri per il periodo dal 2026 al 2030 di cui all'articolo 4 del regolamento (UE) 2018/841; e
- c) una descrizione delle misure e delle politiche nazionali che garantiscono la compatibilità con tali obiettivi e bilanci.

Gli Stati membri comunicano alla Commissione le misure e le politiche di cui al primo comma, lettera c), del presente paragrafo nell'ambito delle loro relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima presentate a norma dell'articolo 17 del regolamento (UE) 2018/1999.

▼ B

8. Entro il 31 gennaio 2021 la Commissione adotta atti di esecuzione che stabiliscono orientamenti operativi concernenti i metodi di dimostrazione del rispetto dei criteri stabiliti ai paragrafi 6 e 7 del presente articolo. Tali atti di esecuzione sono adottati conformemente alla procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

9. Entro il 31 dicembre 2026 la Commissione valuta se i criteri di cui ai paragrafi 6 e 7 riducono effettivamente al minimo il rischio dell'uso di biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile e affrontano i criteri LULUCF, sulla base dei dati disponibili.

La Commissione, se del caso, presenta una proposta legislativa volta a modificare i criteri di cui ai paragrafi 6 e 7 per il periodo successivo al 2030.

10. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1 è pari almeno:

⁽¹⁾ Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia, e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE (GU L 156 del 19.6.2018, pag. 1).

▼B

- a) al 50 % per i biocarburanti, i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione al 5 ottobre 2015 o prima di tale data;
- b) al 60 % per i biocarburanti, i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione dal 6 ottobre 2015 al 31 dicembre 2020;
- c) al 65 % per i biocarburanti, i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione dal 1° gennaio 2021;

▼M2

- d) per la produzione di energia elettrica e riscaldamento e raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in funzione dopo il 20 novembre 2023, almeno all'80 %;
- e) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023, al 70 % fino al 31 dicembre 2029 e all'80 % a decorrere dal 1° gennaio 2030;
- f) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili gassosi da biomassa usati negli impianti con una potenza termica nominale totale pari o inferiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023, al 70 % prima che gli impianti siano stati operativi per 15 anni e almeno all'80 % dopo che gli impianti siano stati operativi per 15 anni;
- g) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili da biomassa usati in impianti con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 % dopo che gli impianti siano stati operativi per 15 anni, non prima del 1° gennaio 2026 e non oltre il 31 dicembre 2029;
- h) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili gassosi da biomassa usati in impianti con una potenza termica nominale totale pari o inferiore a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 % dopo che gli impianti siano stati operativi per 15 anni e non prima del 1° gennaio 2026.

▼B

Un impianto è considerato in funzione quando sono state avviate la produzione fisica dei biocarburanti, dei biogas consumati nel settore del trasporto e dei bioliquidi e la produzione fisica del riscaldamento e del raffrescamento e dell'energia elettrica da combustibili da biomassa.

La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti, di biogas consumati nel settore del trasporto, di bioliquidi e di combustibili da biomassa in impianti per la produzione di energia elettrica e per la generazione di calore e di freddo è calcolata in conformità dell'articolo 31, paragrafo 1.

▼B

11. L'energia elettrica da combustibili da biomassa è considerata ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), soltanto se soddisfa uno o più dei requisiti seguenti:

- a) è prodotta in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 50 MW;
- b) per impianti con una potenza termica nominale totale da 50 a 100 MW, è prodotta applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento, o per impianti per la produzione di sola energia elettrica conformi ai livelli netti di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) così come definiti nella decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione ⁽¹⁾;
- c) per impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 100 MW, è prodotta applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento o per impianti per la produzione di sola energia elettrica che raggiungono un'efficienza energetica netta almeno pari al 36 %;
- d) è prodotta applicando la cattura e lo stoccaggio del CO₂ da biomassa

Ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), del presente articolo, gli impianti per la produzione di sola energia elettrica sono presi in considerazione solo se dalla valutazione effettuata ai sensi dell'articolo 14 della direttiva 2012/27/UE emerge che non utilizzano combustibili fossili quale combustibile principale e non vi è un potenziale economicamente vantaggioso nell'applicare la tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento.

Ai fini del presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettere a) e b), il presente paragrafo si applica solo agli impianti che risultano in funzione o sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021. Ai fini del presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettera c), il presente paragrafo non pregiudica il sostegno pubblico erogato nel quadro di regimi di sostegno ai sensi dell'articolo 4 approvati entro il 25 dicembre 2021.

Gli Stati membri possono applicare agli impianti con potenza termica nominale totale inferiore requisiti più elevati in materia di efficienza energetica rispetto a quelli cui si fa riferimento al primo comma.

Il primo comma non si applica all'energia elettrica prodotta da impianti che sono oggetto di una specifica notifica da parte di uno Stato membro alla Commissione, debitamente motivata, basata sull'esistenza di rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica. Al momento della valutazione della notifica, la Commissione adotta una decisione, tenendo conto degli elementi ivi contenuti.

⁽¹⁾ Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione, del 31 luglio 2017, che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione (GU L 212 del 17.8.2017, pag. 1).

▼ B

12. Ai fini di cui al presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), e fatti salvi gli articoli 25 e 26, gli Stati membri non rifiutano di prendere in considerazione, sulla base di altri motivi di sostenibilità, i biocarburanti e i bioliquidi ottenuti conformemente al presente articolo. Il presente paragrafo non pregiudica il sostegno pubblico erogato a titolo di regimi di sostegno approvati prima del 24 dicembre 2018.

13. Ai fini di cui al presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettera c), per un periodo limitato di tempo gli Stati membri possono derogare ai criteri di cui ai paragrafi da 2 a 7 e ai paragrafi 10 e 11 del presente articolo adottando criteri diversi per:

▼ M2

- a) impianti situati in una regione ultraperiferica di cui all'articolo 349 TFUE nella misura in cui tali impianti producono energia elettrica o calore o freddo a partire da combustibili da biomassa e bioliquidi o producono biocarburanti; e
- b) combustibili da biomassa e bioliquidi utilizzati negli impianti di cui alla lettera a) del presente comma e biocarburanti prodotti in tali impianti, indipendentemente dal luogo di origine di tale biomassa, a condizione che tali criteri siano obiettivamente giustificati dal fatto che il loro scopo sia di garantire, per tale regione ultraperiferica, l'accesso a un'energia sicura e un'agevole introduzione progressiva dei criteri di cui ai paragrafi da 2 a 7 e ai paragrafi 10 e 11 del presente articolo e pertanto incentivino la transizione dai combustibili fossili ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa sostenibili.

▼ B

I diversi criteri di cui al presente paragrafo sono oggetto di specifica notifica alla Commissione da parte dello Stato membro interessato.

14. Ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), gli Stati membri possono stabilire ulteriori criteri di sostenibilità per i combustibili da biomassa.

Entro il 31 dicembre 2026 la Commissione valuta l'impatto di tali criteri aggiuntivi sul mercato interno, presentando, se necessario, una proposta per garantirne l'armonizzazione.

▼ M2

15. Entro il 31 dicembre 2030 l'energia prodotta da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa può anche essere presa in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), del presente articolo, se:

- a) il sostegno è stato concesso prima del 20 novembre 2023 in conformità dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29 nella sua versione in vigore il 29 settembre 2020; e
- b) il sostegno è stato concesso sotto forma di sostegno a lungo termine per il quale è stato stabilito un importo fisso all'inizio del periodo di sostegno e a condizione che sia in vigore un meccanismo di correzione per garantire l'assenza di sovracompensazione.

▼ M2*Articolo 29 bis***Criteria di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i combustibili rinnovabili di origine non biologica e i carburanti derivanti da carbonio riciclato**

1. L'energia da combustibili rinnovabili di origine non biologica è conteggiata ai fini della quota di energia rinnovabile degli Stati membri e degli obiettivi di cui all'articolo 3, paragrafo 1, all'articolo 15 *bis*, paragrafo 1, all'articolo 22 *bis*, paragrafo 1, all'articolo 23, paragrafo 1, all'articolo 24, paragrafo 4, e all'articolo 25, paragrafo 1, solo se la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali combustibili è pari almeno al 70 %.

2. L'energia da carburanti derivanti da carbonio riciclato può essere contabilizzata ai fini degli obiettivi di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), solo se la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali carburanti è pari almeno al 70 %.

3. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 per integrare la presente direttiva specificando la metodologia per valutare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta grazie ai combustibili rinnovabili di origine non biologica e ai carburanti derivanti da carbonio riciclato. La metodologia garantisce che non siano concessi crediti per le emissioni evitate per la CO₂ da fonti fossili la cui cattura ha già ricevuto un credito di emissioni in virtù di altre disposizioni di legge. La metodologia riguarda le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita e tiene conto delle emissioni indirette derivanti dalla diversione di materiali rigidi come i rifiuti utilizzati per la produzione di carburanti derivanti da carbonio riciclato.

▼ B*Articolo 30***Verifica della conformità con i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra****▼ M2**

1. Laddove i combustibili rinnovabili e i carburanti derivanti da carbonio riciclato debbano essere contabilizzati ai fini degli obiettivi di cui all'articolo 3 paragrafo 1, all'articolo 15 *bis*, paragrafo 1, all'articolo 22 *bis*, paragrafo 1, all'articolo 23, paragrafo 1, all'articolo 24, paragrafo 4 e all'articolo 25, paragrafo 1, gli Stati membri impongono agli operatori economici l'obbligo di dimostrare attraverso audit obbligatori indipendenti e trasparenti, conformemente all'atto di esecuzione adottato a norma del paragrafo 8 del presente articolo, che sono stati rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra previsti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, e all'articolo 29 *bis*, paragrafi 1 e 2, per i combustibili rinnovabili e i carburanti derivanti da carbonio riciclato. A tal fine, obbligano gli operatori economici ad utilizzare un sistema di equilibrio di massa che:

▼ B

- a) consenta che partite di materie prime o combustibili da biomassa con caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra diverse siano mescolate ad esempio in un container, un impianto logistico o di trattamento, una infrastruttura o sito di trasmissione e distribuzione;
- b) consenta che partite di materie prime aventi un diverso contenuto energetico siano mescolate a fini di ulteriore trattamento, a condizione che il volume delle partite sia adeguato in base al loro contenuto energetico;

▼ B

- c) imponga che le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e sul volume delle partite di cui alla lettera a) restino associate alla miscela; e
- d) preveda che la somma di tutte le partite prelevate dalla miscela sia descritta come avente le stesse caratteristiche di sostenibilità, nelle stesse quantità, della somma di tutte le partite aggiunte alla miscela così come che tale equilibrio sia raggiunto in un adeguato arco temporale.

Il sistema di equilibrio di massa garantisce che ciascuna partita sia conteggiata solo una volta, ai fini del calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti energetiche rinnovabili, ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, primo comma, lettera a), b) o c), e include informazioni in merito all'eventuale sostegno erogato per la produzione di tale partita e, ove sia stato erogato, sul tipo di regime di sostegno.

▼ M2

2. Se una partita è trasformata, le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra della partita sono adeguate e riferite al prodotto finale conformemente alle regole seguenti:

- a) dal trattamento di una partita di materie prime si ottiene un unico prodotto destinato alla produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibile da biomassa, combustibili rinnovabili di origine non biologica, o carburanti derivanti da carbonio riciclato, il volume della partita e le relative quantità in termini di sostenibilità e di riduzione di emissioni di gas a effetto serra sono adeguati applicando un fattore di conversione pari al rapporto tra la massa del prodotto destinato a tale produzione e la massa delle materie prime che entrano nel processo;
- b) quando dal trattamento di una partita di materie prime si ottengono più prodotti destinati alla produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa, combustibili rinnovabili di origine non biologica, o carburanti derivanti da carbonio riciclato, per ciascun prodotto è applicato un distinto fattore di conversione e utilizzato un distinto bilancio di massa.

▼ B

3. ► **M2** Gli Stati membri provvedono a che gli operatori economici presentino informazioni affidabili sulla conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra stabiliti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, e all'articolo 29 *bis*, paragrafi 1 e 2, e che gli operatori economici mettano a disposizione dello Stato membro interessato, su richiesta, i dati utilizzati per elaborare tali informazioni. Gli Stati membri impongono agli operatori economici l'obbligo di garantire un livello adeguato di controllo indipendente delle informazioni da essi presentate e di dimostrare che il controllo è stato effettuato. Al fine di rispettare l'articolo 29, paragrafo 3, lettere a), b), d) ed e) l'articolo 29, paragrafo 4, lettera a), l'articolo 29, paragrafo 5, l'articolo 29, paragrafo 6, lettera a), e l'articolo 29, paragrafo 7, lettera a), si può ricorrere al controllo interno o esterno fino al primo punto di raccolta della biomassa forestale. Il controllo consiste nella verifica che i sistemi utilizzati dagli operatori economici siano precisi, affidabili e a prova di frode, e include una verifica volta a garantire che i materiali non siano stati intenzionalmente modificati o scartati di modo che la partita o parte di essa potesse diventare un rifiuto o residuo. Il controllo valuta anche la frequenza e il metodo di campionamento nonché la solidità dei dati.

▼ B

Gli obblighi di cui al presente paragrafo si applicano a prescindere dal fatto che i combustibili rinnovabili e i carburanti derivanti da carbonio riciclato siano stati prodotti o importati nell'Unione. Le informazioni sull'origine geografica e sul tipo di materie prime dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa per fornitore di combustibile sono messe a disposizione dei consumatori in forma aggiornata, facilmente accessibile e di agevole consultazione sui siti web degli operatori, dei fornitori e delle autorità competenti e aggiornate su base annuale. ◀

Gli Stati membri presentano, in forma aggregata, le informazioni di cui al primo comma del presente paragrafo alla Commissione, che le pubblica in forma sintetica sulla piattaforma per le comunicazioni elettroniche di cui all'articolo 28 del regolamento (UE) 2018/1999, preservando la riservatezza dei dati commercialmente sensibili.

▼ M2

4. La Commissione può decidere che i sistemi volontari nazionali o internazionali che fissano norme per la produzione di combustibili rinnovabili e di carburanti derivanti da carbonio riciclato forniscano dati accurati sulle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra ai fini dell'articolo 29, paragrafo 10, e dell'articolo 29 *bis*, paragrafi 1 e 2, dimostrino la conformità all'articolo 27, paragrafo 6, e all'articolo 31 *bis*, paragrafo 5, o dimostrino che le partite di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7. Quando dimostrano che i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi 6 e 7, sono soddisfatti, i gestori possono fornire direttamente le prove richieste a livello di zona di approvvigionamento. Ai fini dell'articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera c), punto ii), la Commissione può riconoscere le aree di protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione, riconosciute da accordi internazionali o incluse in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura.

▼ B

La Commissione può decidere che detti sistemi contengano accurate informazioni sulle misurazioni effettuate per la protezione del terreno, delle risorse idriche e dell'aria, per il ripristino dei terreni degradati e per evitare il consumo eccessivo di acqua in zone afflitte da carenza idrica, così come per la certificazione dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei carburanti da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni.

5. La Commissione adotta mediante atti di esecuzione le decisioni di cui al paragrafo 4 del presente articolo. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3. Tali decisioni sono valide per un periodo non superiore ai cinque anni.

La Commissione dispone che ciascun sistema volontario in merito al quale è stata adottata una decisione ai sensi del paragrafo 4 le presenti ogni anno entro il 30 aprile una relazione che contempra ciascuno dei punti ►C1 indicati nell'allegato XI del regolamento (UE) 2018/1999 ◀. Le relazioni coprono l'anno civile precedente. L'obbligo di presentare una relazione si applica soltanto ai sistemi volontari che operano da almeno 12 mesi.

La Commissione pubblica le relazioni dei sistemi volontari, in forma aggregata o nella loro integralità se opportuno, sulla piattaforma per le comunicazioni elettroniche di cui all'articolo 28 del regolamento (UE) 2018/1999.

▼ M2

6. Gli Stati membri possono istituire sistemi nazionali laddove il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra stabiliti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, e all'articolo 29 *bis*, paragrafi 1 e 2, conformemente alla metodologia sviluppata a norma dell'articolo 29 *bis*, paragrafo 3, sia verificato lungo l'intera catena di custodia che coinvolge le autorità competenti. Tali sistemi possono essere utilizzati anche per verificare l'accuratezza e la completezza delle informazioni inserite dagli operatori economici nella banca dati dell'Unione, per dimostrare la conformità all'articolo 27, paragrafo 6, e per la certificazione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni.

Uno Stato membro può notificare tale sistema nazionale alla Commissione. La Commissione procede in via prioritaria alla valutazione di tale sistema al fine di agevolare il reciproco riconoscimento bilaterale o multilaterale dei sistemi. La Commissione può decidere, mediante atti di esecuzione, se tale sistema nazionale notificato rispetti le condizioni di cui alla presente direttiva. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

Ove la Commissione decida che il sistema nazionale rispetti le condizioni stabilite alla presente direttiva, altri sistemi riconosciuti dalla Commissione conformemente al presente articolo non possono rifiutare il reciproco riconoscimento al sistema nazionale di detto Stato membro per quanto riguarda la verifica della conformità ai criteri per cui è stato riconosciuto dalla Commissione.

Per gli impianti per la produzione di energia elettrica, di riscaldamento e di raffrescamento con una potenza termica nominale totale compresa tra 7,5 e 20 MW, gli Stati membri possono istituire sistemi nazionali di verifica semplificati per garantire il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10. Per i medesimi impianti, gli atti di esecuzione di cui al paragrafo 8 del presente articolo stabiliscono le condizioni uniformi per i sistemi facoltativi di verifica semplificati al fine di garantire il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10.

▼ B

7. La Commissione adotta le decisioni di cui al paragrafo 4 del presente articolo soltanto se il sistema rispetta adeguati criteri di affidabilità, trasparenza e controllo indipendente e se fornisce garanzie adeguate che i materiali non siano stati intenzionalmente modificati o scartati in modo che le partite o parti di esse rientrino nell'allegato IX. I sistemi per la misurazione delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra rispettano anche i requisiti metodologici di cui all'allegato V o VI. Nel caso di aree con un elevato valore di biodiversità di cui all'articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera c), punto ii), i relativi elenchi rispettano criteri adeguati di obiettività e coerenza con norme internazionalmente riconosciute e prevedono idonee procedure di ricorso.

▼ B

I sistemi volontari di cui al paragrafo 4 pubblicano almeno una volta all'anno un elenco dei loro organismi di certificazione utilizzati per il controllo indipendente, indicando per ciascun organismo di certificazione da quale soggetto o autorità nazionale pubblica è stato riconosciuto e quale soggetto o autorità nazionale pubblica ne attua la sorveglianza.

8. Per garantire che il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, nonché delle disposizioni sui biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso o elevato rischio di cambiamento diretto e indiretto alla destinazione d'uso dei terreni, sia verificato in modo efficiente e armonizzato e in particolare per prevenire le frodi, la Commissione adotta atti di esecuzione che specifichino dettagliate disposizioni attuative, comprese norme adeguate di controllo affidabile, trasparente e indipendente e impone a tutti i sistemi volontari di applicarle. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

In tali atti di esecuzione, la Commissione presta particolare attenzione all'esigenza di rendere minimo l'onere amministrativo. Tali atti di esecuzione fissano un termine entro il quale i sistemi volontari devono attuare le norme. La Commissione può abrogare le decisioni che riconoscono i sistemi volontari ai sensi del paragrafo 4, qualora essi non attuino tali norme entro i tempi previsti. Se uno Stato membro esprime la preoccupazione che un sistema volontario non funzioni conformemente agli standard di affidabilità, trasparenza e controllo indipendente che costituiscono la base per le decisioni ai sensi del paragrafo 4, la Commissione esamina la questione e adotta le misure opportune.

▼ M2

9. Quando un operatore economico presenta prove o dati ottenuti conformemente ad un sistema oggetto di una decisione ai sensi del paragrafo 4 o 6, gli Stati membri non impongono all'operatore economico l'obbligo di fornire altre prove di conformità agli elementi che rientrano nel sistema per cui il sistema è stato riconosciuto dalla Commissione.

▼ B

Le autorità competenti degli Stati membri controllano il funzionamento degli organismi di certificazione che stanno effettuando una verifica indipendente nell'ambito di un sistema volontario. Gli organismi di certificazione trasmettono, su richiesta delle autorità competenti, tutte le informazioni pertinenti necessarie per controllare il funzionamento, compresa la data esatta, l'ora e il luogo dei controlli. Qualora gli Stati membri riscontrino casi di mancata conformità, informano senza ritardo il sistema volontario.

▼ M2

10. Su richiesta di uno Stato membro, che può essere basata sulla richiesta di un operatore economico, la Commissione esamina, in base a tutte le prove a disposizione, se siano stati rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, e all'articolo 29 *bis*, paragrafi 1 e 2, in relazione a una fonte di combustibili rinnovabili e di carburanti derivanti da carbonio riciclato.

▼ M2

Entro sei mesi dal ricevimento di una siffatta richiesta, la Commissione decide, mediante atti di esecuzione, se lo Stato membro interessato possa:

- a) tenere conto dei combustibili rinnovabili e di carburanti derivanti da carbonio riciclato provenienti da tale fonte ai fini di cui all'articolo 29, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c); o
- b) in deroga al paragrafo 9, imporre ai fornitori di combustibili rinnovabili e carburanti derivanti da carbonio riciclato di presentare ulteriori prove della conformità a tali criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e a tali soglie di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

L'atto di esecuzione di cui al secondo comma del presente paragrafo è adottato conformemente alla procedura di esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

▼ B*Articolo 31***Calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa**

1. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa ai fini dell'articolo 29, paragrafo 10, è calcolata in uno dei modi seguenti:

- a) se l'allegato V, parte A o B, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e l'allegato VI, parte A per i combustibili da biomassa, fissano un valore standard per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra associate alla filiera di produzione e se il valore e_1 per questi biocarburanti o bioliquidi calcolato secondo l'allegato V, parte C, punto 7, e per i combustibili da biomassa calcolato secondo l'allegato VI, parte B, punto 7, è uguale o inferiore a zero, si utilizza detto valore standard;
- b) si utilizza il valore reale calcolato secondo la metodologia definita nell'allegato V, parte C, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e nell'allegato VI, parte B per i combustibili da biomassa;
- c) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'allegato V, parte C, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'allegato V, parte D o E, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'allegato V, parte C, sono utilizzati per tutti gli altri fattori;
- d) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'allegato VI, parte B, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'allegato VI, parte C, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'allegato VI, parte B, sono utilizzati per tutti gli altri fattori.

▼B

2. Gli Stati membri possono presentare alla Commissione relazioni comprendenti informazioni sulle emissioni tipiche di gas a effetto serra derivanti dalla coltivazione delle materie prime agricole delle zone nel loro territorio classificate al livello 2 della nomenclatura delle unità territoriali per la statistica («NUTS») o a un livello NUTS più disaggregato conformemente al regolamento (CE) n. 1059/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾. Tali relazioni sono corredate della descrizione del metodo e dei dati utilizzati per calcolare il livello di emissioni. Tale metodo prende in considerazione le caratteristiche del suolo, il clima e il rendimento atteso delle materie prime.

3. Nel caso dei territori esterni all'Unione, relazioni equivalenti a quelle di cui al paragrafo 2 ed elaborate dagli organi competenti possono essere presentate alla Commissione.

4. La Commissione può decidere, mediante atti di esecuzione, che le relazioni di cui ai paragrafi 2 e 3 del presente articolo contengano dati accurati ai fini della misurazione delle emissioni di gas a effetto serra associate alla coltivazione di materie prime da cui ricavare biomasse agricole prodotte nelle zone comprese nelle citate relazioni per gli scopi previsti dall'articolo 29, paragrafo 10. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

Sulla scorta di tali decisioni, i dati possono essere utilizzati al posto dei valori standard disaggregati per la coltivazione di cui all'allegato V, parte D o E, per i biocarburanti e i bioliquidi, e al posto dei valori di cui all'allegato VI, parte C per i combustibili da biomassa.

5. La Commissione riesamina regolarmente gli allegati V e VI al fine di inserirvi o di rivedere, se la situazione lo giustifica, i valori per filiere di produzione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa. Tali revisioni tengono in considerazione anche la modifica della metodologia definita nell'allegato V, parte C, e nell'allegato VI, parte B.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di modificare, ove opportuno, gli allegati V e VI mediante l'integrazione o la revisione dei valori standard o mediante modifica della metodologia.

Qualora siano apportate modifiche o aggiunte all'elenco dei valori standard di cui agli allegati V o VI:

a) laddove il contributo di un fattore alle emissioni complessive sia limitato, la variazione sia ridotta o il costo o la difficoltà di accertare i valori reali siano elevati, i valori standard sono i valori tipici dei processi di produzione normali;

b) in tutti gli altri casi, i valori standard devono essere conservativi rispetto ai processi di produzione normali.

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 1059/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 maggio 2003, relativo all'istituzione di una classificazione comune delle unità territoriali per la statistica (NUTS) (GU L 154 del 21.6.2003, pag. 1).

▼ B

6. Laddove sia necessario ad assicurare l'applicazione uniforme dell'allegato V, parte C, e dell'allegato VI, parte B, la Commissione può adottare atti di esecuzione per stabilire specifiche tecniche che includano le definizioni particolareggiate, i fattori di conversione, il calcolo delle emissioni annue derivanti dalla coltivazione o della riduzione delle emissioni dovute alle modifiche delle scorte di carbonio presenti sul suolo o nel sottosuolo di terreni già coltivati, il calcolo della riduzione delle emissioni dovuta alla cattura, alla sostituzione e allo stoccaggio geologico di CO₂. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura di esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

▼ M2*Articolo 31 bis***Banca dati dell'Unione**

1. Entro il 21 novembre 2024, la Commissione assicura l'istituzione di una banca dati dell'Unione per consentire il tracciamento dei combustibili rinnovabili liquidi e gassosi e dei carburanti derivanti da carbonio riciclato («banca dati dell'Unione»).

2. Gli Stati membri impongono agli operatori economici interessati l'obbligo di inserire tempestivamente nella banca dati dell'Unione dati accurati sulle transazioni effettuate e sulle caratteristiche di sostenibilità dei combustibili oggetto di tali transazioni, comprese le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il loro ciclo di vita, dal punto di produzione al momento della loro immissione sul mercato dell'Unione. Al fine dell'inserimento dei dati nella banca dati dell'Unione, il sistema interconnesso del gas è considerato un unico sistema di equilibrio di massa. I dati relative all'immissione e al prelievo di combustibili gassosi rinnovabili sono fornite nella banca dati dell'Unione. Nella banca dati dell'Unione sono inseriti anche dati sull'eventuale sostegno alla produzione di una specifica partita di combustibile e, in caso affermativo, sul tipo di regime di sostegno. Tali dati possono essere inseriti nella banca dati dell'Unione tramite le banche dati nazionali.

Se opportuno ai fini del miglioramento della tracciabilità dei dati lungo l'intera catena di approvvigionamento, alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di integrare la presente direttiva estendendo ulteriormente l'ambito delle informazioni da includere nella banca dati dell'Unione ai dati pertinenti provenienti dal punto di produzione o raccolta delle materie prime utilizzate per la produzione di combustibile.

Gli Stati membri impongono ai fornitori di combustibile l'obbligo di inserire nella banca dati dell'Unione i dati necessari per verificare la conformità alle disposizioni di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma.

In deroga al primo, secondo e terzo comma, per i combustibili gassosi immessi nell'infrastruttura dell'Unione interconnessa per i gas, gli operatori economici, nel caso in cui lo Stato membro decida di integrare il sistema di equilibrio di massa tramite un sistema di garanzie di origine, inseriscono nella banca dati dell'Unione i dati sulle transazioni effettuate e sulle caratteristiche di sostenibilità e altri dati pertinenti, come le emissioni di gas a effetto serra dei combustibili fino al punto di immissione nell'infrastruttura interconnessa del gas.

3. Gli Stati membri hanno accesso alla banca dati dell'Unione ai fini del monitoraggio e della verifica dei dati.

▼ M2

4. Se sono state rilasciate garanzie di origine per la produzione di una partita di gas rinnovabile, gli Stati membri provvedono affinché tali garanzie di origine siano trasferite nella banca dati dell'Unione nel momento in cui una partita di gas rinnovabile sia registrata nella banca dati dell'Unione e siano annullate dopo che la partita di gas rinnovabile sia ritirata dall'infrastruttura interconnessa del gas dell'Unione. Tali garanzie di origine, una volta trasferite, non sono negoziabili al di fuori della banca dati dell'Unione.

5. Gli Stati membri provvedono affinché nel loro quadro giuridico nazionale l'accuratezza e la completezza dei dati inseriti dagli operatori economici nella banca dati siano verificate, ad esempio utilizzando organismi di certificazione nel quadro di sistemi volontari o nazionali riconosciuti dalla Commissione a norma dell'articolo 30, paragrafi 4, 5 e 6 e che possono essere completati da un sistema di garanzie di origine.

Tali sistemi volontari o nazionali possono utilizzare sistemi di dati di terzi come intermediari per la raccolta dei dati, previa notifica alla Commissione.

Ogni Stato membro può utilizzare una banca dati nazionale già esistente allineata e collegata alla banca dati dell'Unione tramite un'interfaccia, o istituire una banca dati nazionale che può essere utilizzata dagli operatori economici come strumento per raccogliere e dichiarare dati e per inserire e trasferire tali dati nella banca dati dell'Unione, a condizione che:

- a) la banca dati nazionale sia conforme alla banca dati dell'Unione, anche in termini di tempestività della trasmissione dei dati, tipologia di insiemi di dati trasferiti e protocolli per la qualità dei dati e la verifica dei dati;
- b) Gli Stati membri provvedono affinché i dati inseriti nella banca dati nazionale siano trasferiti istantaneamente nella banca dati dell'Unione.

Gli Stati membri possono istituire banche dati nazionali conformemente al diritto o alle prassi nazionali, ad esempio per tenere conto di requisiti nazionali più rigorosi, per quanto concerne i criteri di sostenibilità. Tali banche dati nazionali non ostacolano la tracciabilità complessiva delle partite sostenibili di materie prime o combustibili da inserire nella banca dati dell'Unione conformemente alla presente direttiva.

La verifica della qualità dei dati inseriti nella banca dati dell'Unione tramite le banche dati nazionali, delle caratteristiche di sostenibilità dei combustibili relative a tali dati e dell'approvazione finale delle transazioni sono eseguite esclusivamente attraverso la banca dati dell'Unione. L'accuratezza e la completezza di tali dati devono essere verificate in conformità del regolamento di esecuzione (UE) 2022/996 ⁽¹⁾ della Commissione. Esse possono essere verificate dagli organismi di certificazione.

⁽¹⁾ Regolamento di esecuzione (UE) 2022/996 della Commissione, del 14 giugno 2022, recante norme per la verifica dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e dei criteri di basso rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni (GU L 168 del 27.6.2022, pag. 1).

▼ M2

Gli Stati membri notificano alla Commissione le caratteristiche di dettaglio della loro banca dati nazionale. A seguito di tale notifica, la Commissione valuta se la banca dati nazionale soddisfa i requisiti di cui al terzo comma. In caso contrario, la Commissione può chiedere agli Stati membri di adottare le misure appropriate per garantire il rispetto di tali requisiti.

6. I dati aggregati dalla banca dati dell'Unione sono messi a disposizione del pubblico, tenendo debitamente conto della protezione delle informazioni commercialmente sensibili, e sono tenuti aggiornati. La Commissione pubblica e rende accessibile relazioni annuali riguardanti i dati presenti nella banca dati dell'Unione, ivi comprese le quantità, l'origine geografica e il tipo di materie prime dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili.

▼ B*Articolo 32***Atti di esecuzione**

Gli atti di esecuzione di cui all'articolo 29, paragrafo 3, secondo comma, all'articolo 29, paragrafo 8, all'articolo 30, paragrafo 5, primo comma, all'articolo 30, paragrafo 6, secondo comma, all'articolo 30, paragrafo 8, primo comma, all'articolo 31, paragrafo 4, primo comma, e all'articolo 31, paragrafo 6, della presente direttiva tengono pienamente conto delle disposizioni relative alle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra ai sensi dell'articolo 7 bis della direttiva 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾.

*Articolo 33***Monitoraggio della Commissione**

1. La Commissione monitora l'origine dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa consumati nell'Unione e l'impatto della loro produzione, compreso l'impatto risultante dalla variazione della destinazione d'uso dei terreni nell'Unione e nei paesi terzi principali fornitori. Tale monitoraggio si basa sui piani nazionali integrati per l'energia e il clima degli Stati membri e sulle rispettive relazioni sullo stato di avanzamento, previste dagli articoli 3, 17 e 20 del regolamento (UE) 2018/1999, su quelli dei paesi terzi interessati, delle organizzazioni intergovernative, su studi scientifici e su altre fonti di informazione rilevanti. La Commissione monitora anche l'evoluzione dei prezzi dei prodotti necessari per l'uso della biomassa ai fini della produzione di energia e ogni effetto positivo e negativo collegato alla sicurezza alimentare.

2. La Commissione mantiene il dialogo e lo scambio di informazioni con i paesi terzi e con le organizzazioni di produttori e di consumatori di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa nonché con la società civile in merito all'applicazione generale delle misure della presente direttiva riguardanti i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa. In tale ambito presta particolare attenzione al possibile impatto della produzione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa sul prezzo dei prodotti alimentari.

⁽¹⁾ Direttiva 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 1998, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel e recante modificazione della direttiva 93/12/CEE del Consiglio (GU L 350 del 28.12.1998, pag. 58).

▼M2

3. Entro il 31 dicembre 2027 la Commissione presenta, se del caso, una proposta legislativa relativa al quadro normativo per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili per il periodo successivo al 2030.

▼B

Tale proposta tiene conto dell'esperienza acquisita nell'attuazione della presente direttiva, compresi i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e dell'evoluzione tecnologica nel settore dell'energia da fonti rinnovabili.

▼M2

Nell'elaborare la proposta legislativa di cui al primo comma del presente paragrafo, la Commissione tiene in considerazione, a seconda dei casi:

- a) il parere del comitato consultivo scientifico europeo sui cambiamenti climatici, istituito dall'articolo 10 *bis* del regolamento (CE) n. 401/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;
- b) il bilancio di previsione indicativo di gas a effetto serra dell'Unione di cui all'articolo 4, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾;
- c) i piani nazionali integrati per l'energia e il clima presentati dagli Stati membri entro il 30 giugno 2024 a norma dell'articolo 14, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2018/1999;
- d) l'esperienza acquisita con l'attuazione della presente direttiva, compresi i suoi criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra; e
- e) gli sviluppi tecnologici nell'ambito dell'energia da fonti rinnovabili.

3 *bis*. La Commissione valuta l'applicazione degli obblighi di cui all'articolo 29, paragrafi 7 *bis* e 7 *ter*, e il loro impatto sulla garanzia della sostenibilità dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa.

▼B

4. Nel 2032 la Commissione pubblica una relazione nella quale esamina l'applicazione della presente direttiva.

*Articolo 34***Procedura di comitato**

1. La Commissione è assistita dal comitato dell'Unione dell'energia istituito dall'articolo 44 del regolamento (UE) 2018/1999.

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 401/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sull'Agenzia europea dell'ambiente e la rete europea d'informazione e di osservazione in materia ambientale (GU L 126 del 21.5.2009, pag. 13).

⁽²⁾ Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima») (GU L 243 del 9.7.2021, pag. 1).

▼ B

2. In deroga al paragrafo 1, per le questioni concernenti la sostenibilità dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa, la Commissione è assistita dal comitato sulla sostenibilità dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa. Esso è un comitato ai sensi del regolamento (UE) n. 182/2011.

3. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 5 del regolamento (UE) n. 182/2011.

Qualora il comitato non esprima alcun parere, la Commissione non adotta il progetto di atto di esecuzione e si applica l'articolo 5, paragrafo 4, terzo comma, del regolamento (UE) n. 182/2011.

*Articolo 35***Esercizio della delega**

1. Il potere di adottare atti delegati è conferito alla Commissione alle condizioni stabilite nel presente articolo.

▼ M2

2. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 8, paragrafo 3, secondo comma, all'articolo 26, paragrafo 2, quarto e quinto comma, all'articolo 27, paragrafi 3 e 4 all'articolo 27, paragrafo 6, quarto comma, all'articolo 28, paragrafo 5, all'articolo 28, paragrafo 6, secondo comma, all'articolo 29 *bis*, paragrafo 3, all'articolo 31, paragrafo 5, secondo comma, e all'articolo 31 *bis*, paragrafo 2, secondo comma, è conferito alla Commissione per un periodo di cinque anni a decorrere dal 20 novembre 2023. La Commissione elabora una relazione sulla delega di potere al più tardi nove mesi prima della scadenza del periodo di cinque anni. La delega di potere è tacitamente prorogata per periodi di identica durata, a meno che il Parlamento europeo o il Consiglio non si oppongano a tale proroga al più tardi tre mesi prima della scadenza di ciascun periodo.

▼ C2

3. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 7, paragrafo 3, quinto comma, è conferito alla Commissione fino al 31 dicembre 2021.

▼ M2

4. La delega di potere di cui all'articolo 7, paragrafo 3, quinto comma, all'articolo 8, paragrafo 3, secondo comma, all'articolo 26, paragrafo 2, quarto e quinto comma, all'articolo 27, paragrafi 3 e 4, all'articolo 27, paragrafo 6, quarto comma, all'articolo 28, paragrafo 5, all'articolo 28, paragrafo 6, secondo comma, all'articolo 29 *bis*, paragrafo 3, all'articolo 31, paragrafo 5, e all'articolo 31 *bis*, paragrafo 2, secondo comma, può essere revocato in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio. La decisione di revoca pone fine alla delega di potere ivi specificata. Gli effetti della decisione decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* o da una data successiva ivi specificata. Essa non pregiudica la validità degli atti delegati già in vigore.

▼ B

5. Prima dell'adozione dell'atto delegato la Commissione consulta gli esperti designati da ciascuno Stato membro nel rispetto dei principi stabiliti nell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016.

▼B

6. Non appena adotta un atto delegato, la Commissione ne dà contestualmente notifica al Parlamento europeo e al Consiglio.

▼M2

7. L'atto delegato adottato ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 3, quinto comma, dell'articolo 8, paragrafo 3, secondo comma, dell'articolo 26, paragrafo 2, quarto e quinto comma, dell'articolo 27, paragrafi 3 e 4, dell'articolo 27, paragrafo 6, quarto comma, dell'articolo 28, paragrafo 5, dell'articolo 28, paragrafo 6, secondo comma, dell'articolo 29 *bis*, paragrafo 3, dell'articolo 31, paragrafo 5, o dell'articolo 31 *bis*, paragrafo 2, secondo comma, entra in vigore solo se né il Parlamento europeo né il Consiglio hanno sollevato obiezioni entro il termine di due mesi dalla data in cui esso è stato loro notificato o se, prima della scadenza di tale termine, sia il Parlamento europeo che il Consiglio hanno informato la Commissione che non intendono sollevare obiezioni. Tale termine è prorogato di due mesi su iniziativa del Parlamento europeo o del Consiglio.

▼B*Articolo 36***Recepimento**

1. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi agli articoli da 2 a 13, agli articoli da 15 a 31, all'articolo 37 e agli allegati II, III e da V a IX entro il 30 giugno 2021. Essi comunicano immediatamente alla Commissione il testo di tali disposizioni.

Le disposizioni adottate dagli Stati membri contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di tale riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Esse recano altresì l'indicazione che, nelle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative in vigore, i riferimenti alla direttiva abrogata dalla presente direttiva si intendono fatti a quest'ultima. Le modalità del riferimento e la formulazione dell'indicazione sono stabilite dagli Stati membri.

2. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni principali di diritto interno che adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva.

3. La presente direttiva non pregiudica l'applicazione delle deroghe ai sensi del diritto dell'Unione relativo al mercato interno per l'energia elettrica.

*Articolo 37***Abrogazione**

La direttiva 2009/28/CE, modificata dalle direttive elencate nell'allegato X, parte A, è abrogata con effetto dal 1° luglio 2021, fatti salvi gli obblighi degli Stati membri relativi ai termini di recepimento nel diritto interno delle direttive elencate nell'allegato X, parte B, e fatti salvi gli obblighi degli Stati membri al 2020 di cui all'articolo 3, paragrafo 1, e all'allegato I, parte A, della direttiva 2009/28/CE.

I riferimenti alla direttiva abrogata si intendono fatti alla presente direttiva e sono letti secondo la tavola di concordanza di cui all'allegato XI.

▼B

Articolo 38

Entrata in vigore

La presente direttiva entra in vigore il terzo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

Articolo 39

Destinatari

Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.

▼ **B**

ALLEGATO I

OBIETTIVI NAZIONALI GENERALI PER LA QUOTA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI NEL CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA NEL 2020 ⁽¹⁾

A. Obiettivi nazionali generali

	Quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia, 2005 (S ₂₀₀₅)	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia, 2020 (S ₂₀₂₀)
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Croazia	12,6 %	20 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %

▼ **M2**

⁽¹⁾ Per poter raggiungere gli obiettivi nazionali stabiliti nel presente allegato, si sottolinea che la disciplina degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente riconosce la necessità di mantenere meccanismi di sostegno nazionali per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili.

▼ M2

ALLEGATO I BIS

**QUOTE NAZIONALI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI
DESTINATA AL SETTORE DEL RISCALDAMENTO E DEL
RAFFRESCAMENTO SUL CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA
NEL PERIODO 2020-2030**

	Integrazioni supplementari dell'articolo 23, paragrafo 1 (in punti percentuali) per il periodo 2021-2025 (*)	Integrazioni supplementari dell'articolo 23, paragrafo 1 (in punti percentuali) per il periodo 2026-2030 (**)	Quote risultanti comprese le integrazioni senza calore e freddo di scarto (in punti percentuali)
Belgio	1,0	0,7	1,8
Bulgaria	0,7	0,4	1,5
Cechia	0,8	0,5	1,6
Danimarca	1,2	1,1	1,6
Germania	1,0	0,7	1,8
Estonia	1,3	1,2	1,7
Irlanda	2,3	2,0	3,1
Grecia	1,3	1,0	2,1
Spagna	0,9	0,6	1,7
Francia	1,3	1,0	2,1
Croazia	0,8	0,5	1,6
Italia	1,1	0,8	1,9
Cipro	0,8	0,5	1,6
Lettonia	0,7	0,6	1,1
Lituania	1,7	1,6	2,1
Lussemburgo	2,3	2,0	3,1
Ungheria	0,9	0,6	1,7
Malta	0,8	0,5	1,6
Paesi Bassi	1,1	0,8	1,9
Austria	1,0	0,7	1,8
Polonia	0,8	0,5	1,6
Portogallo	0,7	0,4	1,5
Romania	0,8	0,5	1,6
Slovenia	0,8	0,5	1,6
Slovacchia	0,8	0,5	1,6
Finlandia	0,6	0,5	1,0
Svezia	0,7	0,7	0,7

(*) Le flessibilità di cui all'articolo 23, paragrafo 2, lettere b) e c), dove sono state prese in considerazione nel calcolo delle integrazioni e delle quote risultanti.

(**) Le flessibilità di cui all'articolo 23, paragrafo 2, lettere b) e c), dove sono state prese in considerazione nel calcolo delle integrazioni e delle quote risultanti.

▼ **B**

ALLEGATO II

FORMULA DI NORMALIZZAZIONE PER IL COMPUTO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA ENERGIA IDRAULICA E DA ENERGIA EOLICA

Ai fini del computo dell'energia elettrica da energia idraulica in un dato Stato membro si applica la seguente formula:

$$\blacktriangleright \underline{\text{C1}} \quad Q_{N(\text{norm})} = C_N \times \left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15 \quad \blacktriangleleft \text{dove:}$$

N	=	anno di riferimento;
$Q_{N(\text{norm})}$	=	energia elettrica normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche dello Stato membro nell'anno N, a fini di computo;
Q_i	=	quantità di energia elettrica, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali idroelettriche dello Stato membro, escludendo la produzione delle centrali di pompaggio che utilizzano l'acqua precedentemente pompata a monte;
C_i	=	potenza totale installata, al netto dell'accumulazione per pompaggi, misurata in MW, di tutte le centrali idroelettriche dello Stato membro alla fine dell'anno i.

Ai fini del computo dell'energia elettrica da energia eolica onshore in un dato Stato membro si applica la seguente formula:

$$\blacktriangleright \underline{\text{C1}} \quad Q_{N(\text{norm})} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \frac{C_j + C_{j-1}}{2}} \quad \blacktriangleleft \text{dove:}$$

N	=	anno di riferimento;
$Q_{N(\text{norm})}$	=	energia elettrica normalizzata generata da tutte le centrali eoliche onshore dello Stato membro nell'anno N, a fini di computo;
Q_i	=	quantità di energia elettrica, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche onshore dello Stato membro;
C_j	=	potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche onshore dello Stato membro alla fine dell'anno j;
n	=	Il minor valore tra 4 e il numero di anni precedenti l'anno N per i quali sono disponibili dati sulla capacità e la produzione dello Stato membro in questione.

Ai fini del computo dell'energia elettrica da energia eolica offshore in un dato Stato membro si applica la seguente formula:

$$\blacktriangleright \underline{\text{C1}} \quad Q_{N(\text{norm})} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \frac{C_j + C_{j-1}}{2}} \quad \blacktriangleleft \text{dove:}$$

N	=	anno di riferimento;
$Q_{N(\text{norm})}$	=	energia elettrica normalizzata generata da tutte le centrali eoliche offshore dello Stato membro nell'anno N, a fini di computo;

▼B

Q_i	=	quantità di energia elettrica, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche offshore dello Stato membro;
C_j	=	potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche offshore dello Stato membro alla fine dell'anno j ;
n	=	4 o il numero di anni precedenti l'anno N per i quali sono disponibili dati sulla capacità e la produzione dello Stato membro in questione.

▼ M2

ALLEGATO III

CONTENUTO ENERGETICO DEI COMBUSTIBILI

Combustibile	Contenuto energetico in peso (potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (potere calorifico inferiore, MJ/l)
COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E/O OPERAZIONI DI LAVORAZIONE DELLA BIOMASSA		
Biopropano	46	24
Olio vegetale puro (olio prodotto a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, grezzo o raffinato ma chimicamente non modificato)	37	34
Biodiesel – estere metilico di acidi grassi (estere metilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	37	33
Biodiesel – estere etilico di acidi grassi (estere etilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	38	34
Biogas che può essere sottoposto a purificazione per ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale	50	—
Olio idrottrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	44	34
Olio idrottrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	45	30
Olio idrottrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	44	34
Olio idrottrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del gas di petrolio liquefatto	46	24
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	43	36
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	44	32
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	43	33
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del gas di petrolio liquefatto	46	23

▼ M2

Combustibile	Contenuto energetico in peso (potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (potere calorifico inferiore, MJ/l)
COMBUSTIBILI RINNOVABILI CHE POSSONO ESSERE PRODOTTI A PARTIRE DA DIVERSE FONTI RINNOVABILI, COMPRESA LA BIOMASSA		
Metanolo da fonti rinnovabili	20	16
Etanolo da fonti rinnovabili	27	21
Propanolo da fonti rinnovabili	31	25
Butanolo da fonti rinnovabili	33	27
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati a essere usati come sostituti del diesel)	44	34
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti della benzina)	44	33
Carburante per aviazione sintetico Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti del carburante per aviazione)	44	33
Gas di petrolio liquefatto sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati ad essere usati come sostituti del gas di petrolio liquefatto)	46	24
DME (etere dimetilico)	28	19
Idrogeno da fonti rinnovabili	120	—
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto dall'etanolo)	36 (di cui il 33 % da fonti rinnovabili)	27 (di cui il 33 % da fonti rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto dal metanolo)	35 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)	26 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)
TAAE (ter-amil-etil-etere ottenuto dall'etanolo)	38 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)	29 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)
TAME (ter-amil-metil-etere ottenuto dal metanolo)	36 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)	28 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)
ThxEE (terz-esil-etil-etere ottenuto dall'etanolo)	38 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)
ThxME (terz-esil-metil-etere ottenuto dal metanolo)	38 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)
COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI		
Benzina	43	32
Diesel	43	36
JET fuel	43	34
Idrogeno da fonti non rinnovabili	120	—

▼B*ALLEGATO IV***▼M2****FORMAZIONE E CERTIFICAZIONE DI INSTALLATORI E PROGETTISTI DI IMPIANTI CHE UTILIZZANO ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI**

I sistemi di certificazione o i sistemi di qualificazione equivalenti e i programmi di formazione di cui all'articolo 18, paragrafo 3, sono basati sui criteri seguenti:

1. La procedura di certificazione o di qualificazione equivalente deve essere trasparente e chiaramente definita dagli Stati membri membro o dall'organismo amministrativo da loro designato.
- 1 *bis*. I certificati rilasciati dagli organismi di certificazione sono chiaramente definiti e facilmente identificabili per i lavoratori e i professionisti che richiedono la certificazione.
- 1 *ter*. La procedura di certificazione consente agli installatori di acquisire le necessarie conoscenze teoriche e pratiche e garantisce l'esistenza delle competenze necessarie per realizzare impianti di alta qualità che funzionino in modo affidabile.
2. Gli installatori di sistemi che utilizzano biomassa, pompe di calore, sistemi geotermici a bassa entalpia, sistemi solari fotovoltaici e sistemi solari termici, incluso lo stoccaggio dell'energia, e i punti di ricarica devono essere certificati nell'ambito di un programma di formazione o da parte di un fornitore di formazione accreditati o di sistemi di qualificazione equivalenti.
3. L'accREDITAMENTO del programma di formazione o del fornitore di formazione è rilasciato dagli Stati membri o dall'organismo amministrativo da loro designato. L'organismo di accREDITAMENTO assicura l'inclusività, la continuità e la copertura regionale o nazionale della formazione, anche dei programmi di miglioramento delle competenze e di riqualificazione, offerti dal fornitore.

Il fornitore di formazione dispone di apparecchiature tecniche adeguate, in particolare di materiale di laboratorio sufficiente o attrezzature analoghe, per impartire la formazione pratica.

Il fornitore di formazione offre, oltre alla formazione di base, corsi più brevi di aggiornamento e miglioramento delle competenze organizzati in moduli di formazione che consentono agli installatori e ai progettisti di ampliare e diversificare le proprie competenze e aggiungerne di nuove che trovano applicazione nelle diverse tecnologie e nella loro combinazione. Assicura l'adeguamento della formazione alle nuove tecnologie per l'energia rinnovabili nel contesto dell'edilizia, dell'industria e dell'agricoltura. I fornitori di formazione riconoscono le competenze pertinenti acquisite.

I programmi e i moduli di formazione sono concepiti in modo da consentire l'apprendimento permanente in impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabile ed essere compatibili con la formazione professionale destinata alle persone in cerca di prima occupazione e agli adulti che desiderano una riqualificazione o un nuovo lavoro.

I programmi di formazione sono concepiti in modo da facilitare l'acquisizione di qualifiche in tipi di tecnologie e soluzioni diverse ed evitare una specializzazione limitata in un marchio o una tecnologia specifici. Il produttore dell'apparecchiatura o del sistema, istituti o associazioni possono essere il fornitore di formazione.

▼B

4. La formazione per il rilascio della certificazione o della qualificazione degli installatori comprende una parte teorica e una parte pratica. Al termine della formazione, gli installatori devono possedere le capacità richieste per installare apparecchiatura e sistemi rispondenti alle esigenze dei clienti in termini di prestazioni e di affidabilità, essere in grado di offrire un servizio di qualità e di rispettare tutti i codici e le norme applicabili, ivi comprese le norme in materia di marchi energetici e di marchi di qualità ecologica.

▼ M2

5. La formazione si conclude con un esame in esito al quale viene rilasciato un attestato e riconosciuta una qualifica. L'esame comprende una prova pratica mirante a verificare la corretta installazione di caldaie o stufe a biomassa, di pompe di calore, di sistemi geotermici a bassa entalpia o di sistemi solari fotovoltaici o termici, così come lo stoccaggio di energia, o dei punti di ricarica, che consentano la gestione della domanda.

▼ B

6. I sistemi di certificazione o i sistemi equivalenti di qualificazione di cui all'articolo 18, paragrafo 3, tengono debitamente conto degli orientamenti seguenti.

- a) Programmi di formazione riconosciuti dovrebbero essere proposti agli installatori in possesso di esperienza professionale che hanno seguito o stanno seguendo i tipi di formazione seguenti:

i) per gli installatori di caldaie e di stufe a biomassa: una formazione preliminare di idraulico, installatore di canalizzazioni, tecnico del riscaldamento o tecnico di impianti sanitari e di riscaldamento o raffrescamento;

ii) per gli installatori di pompe di calore: una formazione preliminare di idraulico o di tecnico frigorista e competenze di base di energia elettrica e impianti idraulici (taglio di tubi, saldatura e incollaggio di giunti di tubi, isolamento, sigillatura di raccordi, prove di tenuta e installazione di sistemi di riscaldamento o di raffrescamento);

iii) per gli installatori di sistemi solari fotovoltaici o termici: una formazione preliminare di idraulico o di elettricista e competenze di impianti idraulici, di energia elettrica e di copertura tetti, ivi compresi saldatura e incollaggio di giunti di tubi, sigillatura di raccordi, prove di tenuta, capacità di collegare cavi, buona conoscenza dei materiali di base per la copertura dei tetti, nonché dei metodi di isolamento e di impermeabilizzazione; o

iv) un programma di formazione professionale che consenta agli installatori di acquisire competenze adeguate corrispondenti a tre anni di formazione nei settori di competenze di cui alle lettere a), b) o c), comprendente sia la formazione in classe che la pratica sul luogo di lavoro.

- b) L'aspetto teorico della formazione degli installatori di caldaie e di stufe a biomassa dovrebbe fornire un quadro della situazione del mercato della biomassa e comprendere gli aspetti ecologici, i combustibili derivati dalla biomassa, gli aspetti logistici, la prevenzione degli incendi, le sovvenzioni connesse, le tecniche di combustione, i sistemi di accensione, le soluzioni idrauliche ottimali, il confronto costi/redditività, nonché la progettazione, l'installazione e la manutenzione delle caldaie e delle stufe a biomassa. La formazione dovrebbe anche permettere di acquisire una buona conoscenza degli eventuali standard europei relativi alle tecnologie e ai combustibili da biomassa (ad esempio i pellet) e della legislazione nazionale e dell'Unione relativa alla biomassa.

▼ M2

- c) L'aspetto teorico della formazione degli installatori di pompe di calore dovrebbe fornire un quadro della situazione del mercato delle pompe di calore e coprire le fonti di energia geotermica e le temperature del suolo di varie regioni, l'identificazione del suolo e delle rocce per determinarne la conducibilità termica, le regolamentazioni sull'uso delle fonti di energia geotermica, la fattibilità dell'uso di pompe di calore negli edifici, la determinazione del sistema più adeguato e la conoscenza dei relativi requisiti tecnici, la sicurezza, il filtraggio dell'aria, il collegamento con la fonte di calore e lo schema dei sistemi, e l'integrazione con soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche in combinazione con impianti solari. La formazione dovrebbe anche permettere di acquisire una buona conoscenza di eventuali standard europei relativi alle pompe di calore e della pertinente legislazione nazionale e dell'Unione. Gli installatori dovrebbero dimostrare di possedere le seguenti competenze fondamentali:

▼ B

- i) comprensione di base dei principi fisici e di funzionamento delle pompe di calore, ivi comprese le caratteristiche del circuito della pompa: relazione tra le basse temperature del pozzo caldo, le alte temperature della fonte di calore e l'efficienza del sistema, determinazione del coefficiente di prestazione e del fattore di prestazione stagionale (*seasonal performance factor* – SPF);
- ii) comprensione dei componenti e del loro funzionamento nel circuito della pompa di calore, ivi compreso il compressore, la valvola di espansione, l'evaporatore, il condensatore, fissaggi e guarnizioni, il lubrificante, il fluido frigorigeno, e conoscenza delle possibilità di surriscaldamento e di sottoraffrescamento e di raffrescamento; e

▼ M2

- iii) capacità di scegliere e di misurare componenti in situazioni di installazione tipiche, ivi compresa la determinazione dei valori tipici del carico calorifico dei diversi edifici e, per la produzione di acqua calda in funzione del consumo di energia, la determinazione della capacità della pompa di calore in funzione del carico calorifico per la produzione di acqua calda, della massa inerziale dell'edificio e la fornitura di energia elettrica interrompibile; determinare le soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche attraverso il componente del serbatoio tampone e il suo volume e l'integrazione di un secondo sistema di riscaldamento;
 - iv) comprensione degli studi di fattibilità e di progettazione;
 - v) comprensione della trivellazione, nel caso delle pompe di calore geotermiche.
- d) La parte teorica della formazione degli installatori di sistemi solari fotovoltaici e di sistemi solari termici dovrebbe fornire un quadro della situazione del mercato dei prodotti solari, nonché confronti di costi/renditività e coprire gli aspetti ecologici, i componenti, le caratteristiche e il dimensionamento dei sistemi solari, la scelta accurata di sistemi e il dimensionamento dei componenti, la determinazione della domanda di calore, le opzioni per integrare soluzioni di stoccaggio dell'energia, la prevenzione degli incendi, le sovvenzioni connesse, nonché la progettazione, l'installazione e la manutenzione degli impianti solari fotovoltaici e termici. La formazione dovrebbe anche permettere di acquisire una buona conoscenza degli eventuali standard europei relativi alle tecnologie e alle certificazioni, ad esempio «Solar Keymark», nonché della pertinente legislazione nazionale e dell'Unione. Gli installatori dovrebbero dimostrare di possedere le seguenti competenze fondamentali:

▼ B

- i) capacità di lavorare in condizioni di sicurezza utilizzando gli strumenti e le attrezzature richieste e applicando i codici e le norme di sicurezza, e di individuare i rischi connessi all'impianto idraulico, all'energia elettrica e altri rischi associati agli impianti solari;

▼ M2

- ii) capacità di individuare i sistemi e i componenti specifici dei sistemi attivi e passivi, ivi compresa la progettazione meccanica, e di determinare la posizione dei componenti, lo schema e la configurazione dei sistemi e le opzioni per l'integrazione di soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche attraverso la combinazione con soluzioni di ricarica;

▼ B

- iii) capacità di determinare la zona, l'orientamento e l'inclinazione richiesti per l'installazione dei sistemi solari fotovoltaici e dei sistemi solari di produzione di acqua calda, tenendo conto dell'ombra, dell'apporto solare, dell'integrità strutturale, dell'adeguatezza dell'impianto in funzione dell'edificio o del clima, e di individuare i diversi metodi di installazione adeguati al tipo di tetto e i componenti BOS (*balance of system*) necessari per l'installazione; e

▼B

- iv) per i sistemi solari fotovoltaici in particolare, la capacità di adattare lo schema elettrico, tra cui la determinazione delle correnti di impiego, la scelta dei tipi di conduttori appropriati e dei flussi adeguati per ogni circuito elettrico, la determinazione della dimensione, del flusso e della posizione adeguati per tutte le apparecchiature e i sottosistemi associati, e scegliere un punto di interconnessione adeguato.
- e) La certificazione degli installatori dovrebbe avere una durata limitata nel tempo, in modo che il rinnovo sia subordinato alla frequenza di un corso di aggiornamento, in forma di seminario o altro.



ALLEGATO V

REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI BIOCARBURANTI, DEI BIOLQUIDI E DEI CARBURANTI FOSSILI DI RIFERIMENTO
A. VALORI TIPICI E STANDARD DEI BIOCARBURANTI SE PRODOTTI SENZA EMISSIONI NETTE DI CARBONIO A SEGUITO DELLA MODIFICA DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI

Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	67 %	59 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	77 %	73 %
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	73 %	68 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	79 %	76 %
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	58 %	47 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	71 %	64 %
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	48 %	40 %
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	55 %	48 %
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	40 %	28 %
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	69 %	68 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	47 %	38 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	53 %	46 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	37 %	24 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	67 %	67 %

▼B

Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da canna da zucchero	70 %	70 %
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	52 %	47 %
biodiesel da semi di girasole	57 %	52 %
biodiesel da soia	55 %	50 %

▼C1

biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	33 %	20 %
--	------	------

▼B

biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	51 %	45 %
biodiesel da oli di cottura esausti	88 %	84 %
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	84 %	78 %
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	51 %	47 %
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	58 %	54 %
olio vegetale idrotrattato da soia	55 %	51 %
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	34 %	22 %
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	53 %	49 %
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	87 %	83 %
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	83 %	77 %
olio vegetale puro da semi di colza	59 %	57 %
olio vegetale puro da semi di girasole	65 %	64 %
olio vegetale puro da soia	63 %	61 %
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	40 %	30 %
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	59 %	57 %
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	98 %	98 %

(*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(**) Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 ottobre 2009, recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale e ai prodotti derivati non destinati al consumo umano e che abroga il regolamento (CE) n. 1774/2002 (regolamento sui sottoprodotti di origine animale) (GU L 300 del 14.11.2009, pag. 1).

▼B

B. STIMA DEI VALORI TIPICI E STANDARD DEI FUTURI BIOCARBURANTI NON PRESENTI SUL MERCATO O PRESENTI SOLO IN QUANTITÀ TRASCURABILI AL 2016 SE PRODOTTI SENZA EMISSIONI NETTE DI CARBONIO A SEGUITO DELLA MODIFICA DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI

	Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
	Etanolo da paglia di cereali	85 %	83 %
▼C1	Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
▼B	Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
▼C1	Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
▼B	Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
▼C1	dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	84 %	84 %
▼B	dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	83 %	83 %
▼C1	metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	84 %	84 %
▼B	metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	83 %	83 %
	Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
	Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
	dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
	metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
	la frazione dell'etere metilbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

C. METODOLOGIA

1. Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di carburanti per il trasporto, biocarburanti e bioliquidi sono calcolate secondo la seguente formula:

a) le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di biocarburanti sono calcolate secondo la seguente formula:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dove:

E	=	totale delle emissioni derivanti dall'uso del carburante;
e_{ec}	=	emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

▼ B

e_l	=	emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;
e_p	=	emissioni derivanti dalla lavorazione;
e_{td}	=	emissioni derivanti dal trasporto e alla distribuzione;
e_u	=	emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;
e_{sca}	=	riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;
e_{ccs}	=	riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO ₂ ; e
e_{ccr}	=	riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO ₂ .

Non si tiene conto delle emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature;

- b) le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di bioliquidi sono calcolate come per i biocarburanti (E), ma con l'estensione necessaria a includere la conversione energetica in energia elettrica e/o calore e freddo prodotti, come segue:

- i) per impianti che producono solo calore:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

- ii) per impianti che producono solo energia elettrica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

dove:

$EC_{h, el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del bioliquido prima della conversione finale.

η_{el} = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di bioliquido in base al suo contenuto energetico.

η_h = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di bioliquido in base al suo contenuto energetico;

- iii) per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

▼ B

- iv) per l'energia termica utile da impianti che producono calore assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

dove:

$EC_{h, el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del bioliquido prima della conversione finale.

η_{el} = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico.

η_h = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico.

C_{el} = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % ($C_{el} = 1$).

C_h = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile).

Il rendimento di Carnot, C_h , per il calore utile a diverse temperature è definito come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

T_h = temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

T_0 = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C)

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, ad una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), C_h può, in alternativa, essere definito come segue:

C_h = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- a) «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
 - b) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento e raffrescamento;
 - c) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.
2. Le emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti e da bioliquidi sono espresse come segue:
- a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti dai biocarburanti, E , sono espresse in grammi equivalenti di CO_2 per MJ di carburante, g CO_2eq/MJ ;
 - b) le emissioni di gas a effetto serra dai bioliquidi, EC , sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO_2 per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), g CO_2eq/MJ .

▼ B

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica (di cui al punto 1, lettera b)), indipendentemente dal fatto che l'energia termica sia utilizzata ai fini di effettivo riscaldamento o di raffrescamento ⁽¹⁾.

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec} , sono espresse in unità g CO₂eq/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di carburante, g CO₂eq/MJ, è calcolata come segue ⁽²⁾:

$$e_{ec,combustibile_a} \left[\frac{gCO_2eq}{MJ\ combustibile} \right]_{ec} = \frac{e_{ec,materia\ prima_a} \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}} \right]}{LHV_a \left[\frac{MJ\ materia\ prima}{(materia\ prima\ solida)} \right]} \times Fattore\ materia\ prima\ combustibile_a \\ \times Fattore\ attribuzione\ combustibile_a$$

dove:

$$Fattore\ attribuzione\ combustibile_a = \left[\frac{Energia\ nel\ combustibile}{Energia\ nel\ combustibile + Energia\ nei\ coprodotti} \right]$$

$$Fattore\ materia\ prima\ combustibile_a = [Rapporto\ MJ\ materia\ prima\ necessaria\ per\ ottenere\ 1MJ\ di\ combustibile]$$

Le emissioni per tonnellata di materia prima solida sono calcolate come segue:

$$e_{ec,materia\ prima_a} \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}} \right] = \frac{e_{ec,materia\ prima_a} \left[\frac{gCO_2eq}{t_{umida}} \right]}{(1 - tenore\ umidità)}$$

3. Le emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti e da bioliquidi sono calcolate secondo la seguente formula:

- a) riduzione di emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti:

$$RIDUZIONE = (E_{F(t)} - E_B)/E_{F(t)},$$

dove:

E_B	=	totale delle emissioni derivanti dal biocarburante; e
$E_{F(t)}$	=	totale delle emissioni derivanti dal carburante fossile di riferimento per trasporti

- b) riduzione di emissioni di gas a effetto serra da calore e freddo ed energia elettrica prodotti da bioliquidi:

$$RIDUZIONE = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)})/EC_{F(h\&c,el)},$$

dove:

$$EC_{B(h\&c,el)} = \text{totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica; e}$$

⁽¹⁾ Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.

⁽²⁾ La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec} descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocarburante in un'unica fase. Per le catene di approvvigionamento più complesse, sono necessari adeguamenti per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime (e_{ec}) per i prodotti intermedi.

▼ B

$EC_{F(h\&c,el)}$ = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per il calore utile o l'energia elettrica.

4. I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del punto 1 sono: CO₂, N₂O e CH₄. Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO₂, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

CO ₂	:	1
N ₂ O	:	298
CH ₄	:	25

5. Le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec} , comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione o di coltivazione, dalla raccolta, dall'essiccazione e dallo stoccaggio delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o di prodotti utilizzati per l'estrazione e la coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO₂ nella coltivazione delle materie prime. Le stime delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola possono derivare dall'utilizzo delle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 31, paragrafo 4, o dalle informazioni sui valori standard disaggregati delle emissioni da coltivazione inclusi nel presente allegato, in alternativa all'uso dei valori effettivi. In assenza di informazioni pertinenti in tali relazioni è consentito calcolare medie sulla base delle pratiche agricole utilizzando, ad esempio, i dati di un gruppo di aziende, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

▼ M2

6. Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera a), le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra grazie a una migliore gestione agricola, e_{sca} , come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, a colture migliorate e alla rotazione delle colture, all'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e all'uso di ammendanti organici, come ad esempio compost e digestato della fermentazione del letame, sono prese in considerazione solo se non rischiano di incidere negativamente sulla biodiversità. Devono inoltre essere forniti elementi di prova attendibili e verificabili del fatto che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto delle emissioni laddove tali pratiche determinino un aumento dell'uso di fertilizzanti e erbicidi⁽¹⁾.

▼ B

7. Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, e_l , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni. Per il calcolo di dette emissioni si applica la seguente formula:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, \text{ (}^2\text{)}$$

dove:

⁽¹⁾ Tali elementi di prova possono essere costituiti da misurazioni del carbonio nel suolo, ad esempio con una prima misurazione anteriormente alla coltivazione e misurazioni successive a intervalli regolari a distanza di anni. In tale caso, prima che la seconda misurazione sia disponibile, l'aumento del carbonio nel suolo sarebbe stimato sulla base di esperimenti rappresentativi o di modelli di suolo. A partire dalla seconda misurazione, le misurazioni costituirebbero la base per la determinazione dell'esistenza di un aumento del carbonio nel suolo e della sua entità.

⁽²⁾ Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO₂ (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

▼ B

e_1	=	le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (esprese in massa (grammi) equivalente di CO ₂ per unità di energia prodotta (megajoule) dal biocarburante o bioliquido). I «terreni coltivati» ⁽¹⁾ e le «colture perenni» ⁽²⁾ sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;
CS _R	=	le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). La destinazione di riferimento del terreno è la destinazione del terreno nel gennaio 2008 o 20 anni prima dell'ottenimento delle materie prime, se quest'ultima data è posteriore;
CS _A	=	le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione reale del terreno (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). Nel caso in cui le scorte di carbonio si accumulino per oltre un anno, il valore attribuito al CS _A è il valore stimato per unità di superficie dopo 20 anni o quando le colture giungono a maturazione, se quest'ultima data è anteriore;
P	=	la produttività delle colture (misurata come quantità di energia prodotta da un biocarburante o bioliquido per unità di superficie all'anno); e
e _B	=	bonus di 29 g CO ₂ eq/MJ di biocarburante o bioliquido la cui biomassa è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati secondo le condizioni di cui al punto 8.

8. Il bonus di 29 g CO₂eq/MJ è attribuito in presenza di elementi che dimostrino che il terreno in questione:

a) non era utilizzato per attività agricole o di altro tipo nel gennaio 2008; e

b) è pesantemente degradato, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO₂eq/MJ si applica per un periodo massimo di 20 anni a decorrere dalla data di conversione del terreno ad uso agricolo purché, per i terreni di cui alla lettera b), siano assicurate la crescita regolare delle scorte di carbonio e la rilevante riduzione dell'erosione.

9. Per «terreni pesantemente degradati» s'intendono terreni che sono da tempo fortemente salini o il cui tenore di materie organiche è particolarmente basso e la cui erosione è particolarmente forte.

⁽¹⁾ Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC).

⁽²⁾ Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo solitamente non è raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.

▼ B

10. La Commissione rivede, entro il 31 dicembre 2020, orientamenti per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo ⁽¹⁾ attingendo agli orientamenti IPCC del 2006 per gli inventari nazionali di gas a effetto serra – volume 4 e in conformità del regolamento (UE) n. 525/2013 e del regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾. Gli orientamenti della Commissione fungono da base per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo ai fini della presente direttiva.
11. Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e_p , includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di biossido di carbonio corrispondenti al contenuto di CO₂ degli input fossili, che siano o meno effettivamente bruciati nel processo.

Nel calcolo del consumo di energia elettrica prodotta all'esterno dell'unità di produzione del carburante, l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica è ipotizzata uguale all'intensità media delle emissioni dovute alla produzione e alla distribuzione di energia elettrica in una regione data. In deroga a questa regola, per l'energia elettrica prodotta in un dato impianto di produzione elettrica non collegato alla rete elettrica i produttori possono utilizzare un valore medio.

Le emissioni derivanti dalla lavorazione comprendono le emissioni derivanti dall'essiccazione di prodotti e materiali intermedi, se del caso.

12. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_{td} , comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate al punto 5 non sono disciplinate dal presente punto.
13. Le emissioni del carburante al momento dell'uso, e_u , sono considerate pari a zero per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (N₂O e CH₄) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u per i bioliquidi.

14. La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂, e_{ccs} , che non sia già stata computata in e_p , è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ emessa direttamente legati all'estrazione, al trasporto, alla lavorazione e alla distribuzione del combustibile se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽³⁾.

▼ M2

15. La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, e_{ccr} , è direttamente collegata alla produzione dei biocarburanti o bioliquidi alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO₂ derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali prima del 1° gennaio 2036.

⁽¹⁾ Decisione 2010/335/UE della Commissione, del 10 giugno 2010, relativa alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'allegato V della direttiva 2009/28/CE (GU L 151 del 17.6.2010, pag. 19).

⁽²⁾ Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE (GU L 156 del 19.6.2018, pag. 1).

⁽³⁾ Direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, 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 (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114).

▼ B

16. Quando un'unità di cogenerazione – che fornisce calore e/o energia elettrica a un processo di produzione di combustibile le cui emissioni sono calcolate – produce energia elettrica e/o calore utile in eccesso, le emissioni di gas a effetto serra sono suddivise tra l'energia elettrica e il calore utile a seconda della temperatura del calore (che riflette l'utilità del calore). La parte utile del calore è ottenuta moltiplicando il suo contenuto energetico per il rendimento di Carnot, C_h , calcolato come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

T_h = temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

T_0 = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C)

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, a una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), C_h può, in alternativa, essere definito come segue:

C_h = rendimento di Carnot nel calore a 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini di tale calcolo sono applicati i rendimenti effettivi, definiti come le quantità annua di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- a) «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
 - b) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
 - c) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.
17. Quando nel processo di produzione di combustibile sono prodotti, in combinazione, il combustibile per il quale sono calcolate le emissioni e uno o più altri prodotti («co-prodotti»), le emissioni di gas a effetto serra sono divise tra il combustibile o il prodotto intermedio e i co-prodotti proporzionalmente al loro contenuto energetico (determinato dal potere calorifico inferiore nel caso di co-prodotti diversi dall'energia elettrica e dal calore). L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica o del calore utile in eccesso è uguale all'intensità delle emissioni di gas a effetto serra fornita al processo di produzione di combustibile ed è determinata dal calcolo dell'intensità di gas a effetto serra di tutti gli input e le emissioni, comprese le materie prime e le emissioni di CH_4 e N_2O , da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile. In caso di cogenerazione di energia elettrica e di energia termica il calcolo viene eseguito in applicazione del punto 16.

▼ M2

18. Ai fini dei calcoli di cui al punto 17, le emissioni da dividere sono: $e_{cc} + e_l + e_{sca}$ + le frazioni di e_p , e_{td} , e_{ccs} e e_{ccr} che intervengono fino alla fase, e nella fase stessa, del processo di produzione nella quale il co-prodotto è fabbricato. Se sono state attribuite emissioni a co-prodotti in precedenti fasi del processo nel ciclo di vita, in sostituzione del totale delle emissioni si utilizza solo la frazione delle emissioni attribuita nell'ultima fase del processo prima del prodotto combustibile intermedio. Nel caso dei biocarburanti e dei bioliquidi, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti che non sono contemplati dal punto 17.

I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

In linea generale, rifiuti e residui, compresi tutti i rifiuti e i residui inclusi nell'allegato IX, sono considerati materiali a zero emissioni di gas a effetto serra durante il ciclo di vita fino al processo di raccolta degli stessi, a prescindere dal fatto che siano trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.

Nel caso di combustibili da biomassa prodotti in raffinerie, diversi dalla combinazione degli impianti di trasformazione con caldaie o unità di cogenerazione che forniscono calore e/o energia elettrica all'impianto di trasformazione, l'unità di analisi ai fini del calcolo di cui al punto 17 è la raffineria.

▼ B

19. Per quanto riguarda i biocarburanti, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il carburante fossile di riferimento, $E_{F(t)}$, è pari a 94g CO₂eq/MJ.

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di energia elettrica, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il carburante fossile di riferimento $EC_{F(e)}$ è 183g CO₂eq/MJ.

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di calore utile, così come nella produzione di riscaldamento e/o raffrescamento, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il carburante fossile di riferimento $EC_{F(h\&e)}$ è 80g CO₂eq/MJ.

D. VALORI STANDARD DISAGGREGATI PER I BIOCARBURANTI E I BIOLQUIDI

Valori standard disaggregati per la coltivazione: « e_{cc} » come definito nella parte C del presente allegato comprese le emissioni di N₂O del suolo

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	9,6	9,6
etanolo da granturco	25,5	25,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	27,0	27,0
etanolo da canna da zucchero	17,1	17,1

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	32,0	32,0
biodiesel da semi di girasole	26,1	26,1
biodiesel da soia	21,2	21,2

▼C1

biodiesel da olio di palma	26,0	26,0
----------------------------	------	------

▼B

biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	26,9	26,9
olio vegetale idrotrattato da soia	22,1	22,1

▼C1

olio vegetale idrotrattato da olio di palma	27,3	27,3
---	------	------

▼B

olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale puro da semi di girasole	27,2	27,2
olio vegetale puro da soia	22,2	22,2
olio vegetale puro da olio di palma	27,1	27,1
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

(**) Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per la coltivazione: «e_{ec}» – solo per le emissioni di N₂O del suolo (esse sono già comprese nei valori disaggregati per le emissioni da coltivazione di cui alla tabella «e_{ec}»)

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni standard di gas a ef- fetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	4,9	4,9
etanolo da granturco	13,7	13,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	14,1	14,1
etanolo da canna da zucchero	2,1	2,1
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni standard di gas a ef- fetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
biodiesel da semi di colza	17,6	17,6
biodiesel da semi di girasole	12,2	12,2
biodiesel da soia	13,4	13,4
biodiesel da olio di palma	16,5	16,5
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	18,0	18,0
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	12,5	12,5
olio vegetale idrotrattato da soia	13,7	13,7
olio vegetale idrotrattato da olio di palma	16,9	16,9
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	17,6	17,6
olio vegetale puro da semi di girasole	12,2	12,2
olio vegetale puro da soia	13,4	13,4
olio vegetale puro da olio di palma	16,5	16,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

(**) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per la lavorazione: «e_p» come definito nella parte C del presente allegato

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	18,8	26,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	9,7	13,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	13,2	18,5
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	7,6	10,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,4	38,3

▼ **B**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	15,7	22,0
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	20,8	29,1
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	14,8	20,8
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	28,6	40,1
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	1,8	2,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,0	29,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	15,1	21,1
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	30,3	42,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	1,5	2,2
etanolo da canna da zucchero	1,3	1,8
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	11,7	16,3
biodiesel da semi di girasole	11,8	16,5
biodiesel da soia	12,1	16,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	30,4	42,6
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	13,2	18,5
biodiesel da oli di cottura esausti	9,3	13,0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	13,6	19,1
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	10,7	15,0

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico(g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	10,5	14,7
olio vegetale idrotrattato da soia	10,9	15,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	27,8	38,9
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	9,7	13,6
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	10,2	14,3
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	14,5	20,3
olio vegetale puro da semi di colza	3,7	5,2
olio vegetale puro da semi di girasole	3,8	5,4
olio vegetale puro da soia	4,2	5,9
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	22,6	31,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	4,7	6,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,6	0,8

(*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(**) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per l'estrazione dell'olio (già compresi nei valori disaggregati ai fini delle emissioni da lavorazione riportate nella tabella «e_p»)

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
biodiesel da semi di colza	3,0	4,2
biodiesel da semi di girasole	2,9	4,0
biodiesel da soia	3,2	4,4
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	20,9	29,2
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	3,7	5,1
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	4,3	6,1
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	3,0	4,1

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da soia	3,3	4,6
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	21,9	30,7
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	3,8	5,4
olio vegetale idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio vegetale idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	4,3	6,0
olio vegetale puro da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale puro da semi di girasole	3,0	4,2
olio vegetale puro da soia	3,4	4,7
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	21,8	30,5
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	3,8	5,3
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

(**) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «e_{td}» come definito nella parte C del presente allegato

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da canna da zucchero	9,7	9,7
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,8	1,8
biodiesel da semi di girasole	2,1	2,1
biodiesel da soia	8,9	8,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,9	6,9
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,9	6,9
biodiesel da oli di cottura esausti	1,9	1,9
▼C1		
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,6	1,6
▼B		
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,7	1,7
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	2,0	2,0
olio vegetale idrotrattato da soia	9,2	9,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	7,0	7,0
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	7,0	7,0

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
olio vegetale idrotreatato da oli di cottura esausti	1,7	1,7
olio vegetale idrotreatato da colatura di grassi animali (**)	1,5	1,5
olio vegetale puro da semi di colza	1,4	1,4
olio vegetale puro da semi di girasole	1,7	1,7
olio vegetale puro da soia	8,8	8,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,7	6,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,7	6,7
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	1,4	1,4

(*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(**) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1060/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale: sono già compresi nella tabella delle «emissioni dei trasporti e della distribuzione e_{td}» come definito nella parte C del presente allegato, ma i seguenti valori sono utili per l'operatore economico che intenda dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di cereali o di oli).

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6

▼ B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da canna da zucchero	6,0	6,0
la frazione dell'etere etil-ter-butilico (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	Sarà considerata analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione dell'etere terziario-amil-etilico (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	Sarà considerata analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,3	1,3
biodiesel da semi di girasole	1,3	1,3
biodiesel da soia	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,3	1,3
biodiesel da oli di cottura esausti	1,3	1,3
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,3	1,3
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	1,2	1,2

▼ B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da soia	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,2	1,2
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,2	1,2
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,2	1,2
olio vegetale puro da semi di colza	0,8	0,8
olio vegetale puro da semi di girasole	0,8	0,8
olio vegetale puro da soia	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	0,8	0,8
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,8	0,8

(*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(**) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1060/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	30,7	38,2
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,6	25,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	25,1	30,4
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	19,5	22,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	39,3	50,2

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,6	33,9
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	48,5	56,8
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	42,5	48,5
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	56,3	67,8
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	29,5	30,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	50,2	58,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	44,3	50,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	59,5	71,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (**))	30,7	31,4
etanolo da canna da zucchero	28,1	28,6
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	45,5	50,1
biodiesel da semi di girasole	40,0	44,7
biodiesel da soia	42,2	47,0
▼C1		
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	63,3	75,5
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	46,1	51,4
▼B		
biodiesel da oli di cottura esausti	11,2	14,9
▼C1		
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	15,2	20,7

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	45,8	50,1
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	39,4	43,6
olio vegetale idrotrattato da soia	42,2	46,5

▼C1

olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	62,1	73,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	44,0	47,9

▼B

olio idrotrattato da oli di cottura esausti	11,9	16,0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	16,0	21,8
olio vegetale puro da semi di colza	38,5	40,0
olio vegetale puro da semi di girasole	32,7	34,3
olio vegetale puro da soia	35,2	36,9

▼C1

olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	56,4	65,5
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	38,5	40,3

▼B

olio puro da oli di cottura esausti	2,0	2,2
-------------------------------------	-----	-----

(*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(**) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1060/2009 per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

E. STIMA DEI VALORI STANDARD DISAGGREGATI PER I FUTURI BIOCARBURANTI E BIOLQUIDI NON PRESENTI SUL MERCATO O PRESENTI SUL MERCATO SOLO IN QUANTITÀ TRASCURABILI AL 2016

Valori standard disaggregati per la coltivazione: «e_{ec}» come definito nella parte C del presente allegato comprese le emissioni di N₂O (compresa la truciolatura di residui di legno o legno coltivato)

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	1,8	1,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2

▼C1

Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto auto-nomo	3,1	3,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto auto-nomo	7,6	7,6
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	3,1	3,1
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	7,6	7,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Valori standard disaggregati per le emissioni di N₂O del suolo (già incluse nei valori standard disaggregati per le emissioni da coltivazione nella tabella «e_{cc}»)

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto auto-nomo	0	0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto auto-nomo	4,1	4,1
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1

▼ **B**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Valori standard disaggregati per la lavorazione: «e_p» come definito nella parte C del presente allegato

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	4,8	6,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	0	0
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «e_{td}» come definito nella parte C del presente allegato

▼C1

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	7,1	7,1

▼B

Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
---	------	------

▼C1

Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
---	-----	-----

▼B

Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
--	------	------

▼C1

Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
--	-----	-----

▼B

dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
--	------	------

▼C1

dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	8,6	8,6
--	-----	-----

▼B

metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
--	------	------

metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	8,6	8,6
--	-----	-----

Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
---	-----	-----

Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
--	-----	-----

dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
--	-----	-----

metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
--	-----	-----

la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	
---	---	--

▼B

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale: sono già compresi nella tabella delle «emissioni dei trasporti e della distribuzione e_{td} » come definito nella parte C del presente allegato, ma i seguenti valori sono utili per l'operatore economico che intenda dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di materie prime.

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	1,6	1,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	1,2	1,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	1,2	1,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	1,2	1,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	1,2	1,2
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	2,0	2,0
dimetiletere (DME) da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	2,0	2,0
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	2,0	2,0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	2,0	2,0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	13,7	15,7
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6

▼C1

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
▼C1		
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6
▼B		
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
▼C1		
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
▼B		
dimetiletere (DME) da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	16,2	16,2
▼C1		
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
▼B		
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	16,2	16,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



ALLEGATO VI

REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E I RELATIVI COMBUSTIBILI FOSSILI DI RIFERIMENTO

A. VALORI TIPICI E STANDARD DELLE RIDUZIONI DEI GAS A EFFETTO SERRA PER I COMBUSTIBILI DA BIOMASSA SE PRODOTTI SENZA EMISSIONI NETTE DI CARBONIO A SEGUITO DELLA MODIFICA DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI

TRUCIOLI DI LEGNO					
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	500-2 500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2 500-10 000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Superiore a 10 000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2 500-10 000 km	77 %	65 %	73 %	60 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	89 %	83 %	87 %	81 %
	500-2 500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2 500-10 000 km	78 %	67 %	74 %	62 %
	Superiore a 10 000 km	63 %	45 %	57 %	35 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	500-2 500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2 500-10 000 km	80 %	70 %	77 %	65 %
	Superiore a 10 000 km	65 %	48 %	59 %	39 %
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	93 %	89 %	92 %	88 %
	500-2 500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2 500-10 000 km	82 %	73 %	79 %	68 %
	Superiore a 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	94 %	92 %	93 %	90 %
	500-2 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2 500-10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Superiore a 10 000 km	69 %	54 %	63 %	44 %



PELLET DI LEGNO (*)						
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard		
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica	
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali	Caso 1	1-500 km	58 %	37 %	49 %	24 %
		500-2 500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2 500-10 000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Superiore a 10 000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Caso 2a	1-500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		500-2 500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		2 500-10 000 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		Superiore a 10 000 km	69 %	54 %	63 %	45 %
	Caso 3a	1-500 km	92 %	88 %	90 %	85 %
		500-2 500 km	92 %	88 %	90 %	86 %
		2 500-10 000 km	90 %	85 %	88 %	81 %
		Superiore a 10 000 km	84 %	76 %	81 %	72 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	Caso 1	2 500-10 000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
	Caso 2a	2 500-10 000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
	Caso 3a	2 500-10 000 km	85 %	78 %	83 %	75 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		500-10 000 km	52 %	29 %	44 %	16 %
		Superiore a 10 000 km	47 %	21 %	37 %	7 %
	Caso 2a	1-500 km	73 %	60 %	69 %	54 %
		500-10 000 km	71 %	57 %	67 %	50 %
		Superiore a 10 000 km	66 %	49 %	60 %	41 %
	Caso 3a	1-500 km	88 %	82 %	87 %	81 %
		500 -10 000 km	86 %	79 %	84 %	77 %
		Superiore a 10 000 km	80 %	71 %	78 %	67 %



PELLET DI LEGNO (*)						
Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	56 %	35 %	48 %	23 %
		500-10 000 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		Superiore a 10 000 km	49 %	24 %	40 %	10 %
	Caso 2a	1-500 km	76 %	64 %	72 %	58 %
		500 -10 000 km	74 %	61 %	69 %	54 %
		Superiore a 10 000 km	68 %	53 %	63 %	45 %
	Caso 3a	1-500 km	91 %	86 %	90 %	85 %
		500-10 000 km	89 %	83 %	87 %	81 %
		Superiore a 10 000 km	83 %	75 %	81 %	71 %
Corteccia d'albero	Caso 1	1-500 km	57 %	37 %	49 %	24 %
		500-2 500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2 500-10 000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Superiore a 10 000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Caso 2a	1-500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		500-2 500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		2 500-10 000 km	75 %	63 %	70 %	56 %
		Superiore a 10 000 km	70 %	55 %	64 %	46 %
	Caso 3a	1-500 km	92 %	88 %	91 %	86 %
		500-2 500 km	92 %	88 %	91 %	87 %
		2 500-10 000 km	90 %	85 %	88 %	83 %
		Superiore a 10 000 km	84 %	77 %	82 %	73 %



PELLET DI LEGNO (*)						
Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali	Caso 1	1-500 km	75 %	62 %	69 %	55 %
		500-2 500 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		2 500-10 000 km	72 %	59 %	67 %	51 %
		Superiore a 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
	Caso 2a	1-500 km	87 %	80 %	84 %	76 %
		500-2 500 km	87 %	80 %	84 %	77 %
		2 500-10 000 km	85 %	77 %	82 %	73 %
		Superiore a 10 000 km	79 %	69 %	75 %	63 %
	Caso 3a	1-500 km	95 %	93 %	94 %	91 %
		500-2 500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2 500-10 000 km	93 %	90 %	92 %	88 %
		Superiore a 10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %

(*) Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.

Il caso 2a si riferisce ai processi in cui una caldaia alimentata con trucioli di legno preessiccati è utilizzata per fornire il calore di processo. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.

Il caso 3a si riferisce ai processi in cui un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno preessiccati è utilizzato per fornire energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.

FILIERA AGRICOLA						
Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Residui agricoli con densità <0,2 t/m ³ (*)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %	
	500-2 500 km	89 %	83 %	86 %	80 %	
	2 500-10 000 km	77 %	66 %	73 %	60 %	
	Superiore a 10 000 km	57 %	36 %	48 %	23 %	
Residui agricoli con densità >0,2 t/m ³ (**)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %	
	500-2 500 km	93 %	89 %	92 %	87 %	
	2 500-10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %	
	Superiore a 10 000 km	78 %	68 %	74 %	61 %	



FILIERA AGRICOLA					
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Paglia in pellet	1-500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	500-10 000 km	86 %	79 %	83 %	74 %
	Superiore a 10 000 km	80 %	70 %	76 %	64 %
Bricchetti di bagassa	500-10 000 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	Superiore a 10 000 km	87 %	81 %	85 %	77 %
Farina di palmisti	Superiore a 10 000 km	20 %	-18 %	11 %	- 33 %
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10 000 km	46 %	20 %	42 %	14 %

(*) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla di riso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

(**) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di noce, baccelli di soia, gusci di palmisti (elenco non esaustivo).

BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (*)				
Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame umido ⁽¹⁾	Caso 1	Digestato scoperto ⁽²⁾	146 %	94 %
		Digestato coperto ⁽³⁾	246 %	240 %
	Caso 2	Digestato scoperto	136 %	85 %
		Digestato coperto	227 %	219 %
	Caso 3	Digestato scoperto	142 %	86 %
		Digestato coperto	243 %	235 %
Pianta intera del granturco ⁽⁴⁾	Caso 1	Digestato scoperto	36 %	21 %
		Digestato coperto	59 %	53 %
	Caso 2	Digestato scoperto	34 %	18 %
		Digestato coperto	55 %	47 %
	Caso 3	Digestato scoperto	28 %	10 %
		Digestato coperto	52 %	43 %

⁽¹⁾ I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di e_{sca} considerato è pari a - 45 g CO₂eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.

⁽²⁾ Lo stoccaggio scoperto di digestato comporta ulteriori emissioni di CH₄ e N₂O. L'entità di tali emissioni varia a seconda delle condizioni ambientali, dei tipi di substrato e dell'efficienza del processo di digestione.

⁽³⁾ Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano. Nessuna emissione di gas a effetto serra è inclusa in tale processo.

⁽⁴⁾ Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.



BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (*)				
Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Biorifiuti	Caso 1	Digestato scoperto	47 %	26 %
		Digestato coperto	84 %	78 %
	Caso 2	Digestato scoperto	43 %	21 %
		Digestato coperto	77 %	68 %
	Caso 3	Digestato scoperto	38 %	14 %
		Digestato coperto	76 %	66 %

(*) Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.

Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.

Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano).

BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA – MISCELE DI LETAME E DI GRANTURCO				
Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame — Granturco 80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	72 %	45 %
		Digestato coperto	120 %	114 %
	Caso 2	Digestato scoperto	67 %	40 %
		Digestato coperto	111 %	103 %
	Caso 3	Digestato scoperto	65 %	35 %
		Digestato coperto	114 %	106 %
Letame — Granturco 70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	60 %	37 %
		Digestato coperto	100 %	94 %
	Caso 2	Digestato scoperto	57 %	32 %
		Digestato coperto	93 %	85 %
	Caso 3	Digestato scoperto	53 %	27 %
		Digestato coperto	94 %	85 %



BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA – MISCELE DI LETAME E DI GRANTURCO				
Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame — Granturco 60 % - 40 %	Caso 1	Digestato scoperto	53 %	32 %
		Digestato coperto	88 %	82 %
	Caso 2	Digestato scoperto	50 %	28 %
		Digestato coperto	82 %	73 %
	Caso 3	Digestato scoperto	46 %	22 %
		Digestato coperto	81 %	72 %

BIOMETANO PER TRASPORTI (*)			
Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	117 %	72 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	133 %	94 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	190 %	179 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	206 %	202 %
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	35 %	17 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	51 %	39 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	52 %	41 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	68 %	63 %
Biorifiuti	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	43 %	20 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	59 %	42 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	70 %	58 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	86 %	80 %

(*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO₂eq/MJ.



BIOMETANO – MISCELE DI LETAME E GRANTURCO (*)			
Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra -Valore standard
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico (1)	62 %	35 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico (2)	78 %	57 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	97 %	86 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	113 %	108 %
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	53 %	29 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	69 %	51 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	83 %	71 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	99 %	94 %
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	48 %	25 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	64 %	48 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	74 %	62 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	90 %	84 %

(*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO₂eq/MJ.

B. METODOLOGIA

1. Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di combustibili da biomassa sono calcolate secondo la seguente formula:

a) Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di combustibili da biomassa prima della conversione in energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento sono calcolate secondo la seguente formula:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dove:

E = totale delle emissioni derivanti dalla produzione del combustibile prima della conversione di energia;

e_{ec} = le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

(1) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

(2) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

▼ B

e_l = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;

e_p = le emissioni derivanti dalla lavorazione;

e_{td} = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione;

e_u = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso;

e_{sca} = la riduzione delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;

e_{ccs} = le riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro dell'anidride carbonica; e

e_{ccr} = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione dell'anidride carbonica.

Non si tiene conto delle emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature.

- b) In caso di codigestione di diversi substrati utilizzati in un impianto di produzione di biogas per la produzione di biogas o biometano i valori tipici e standard delle emissioni di gas a effetto serra sono calcolati come segue:

▼ C1

$$E = \sum_1^n S_n \cdot E_n$$

▼ B

dove:

E = le emissioni di gas a effetto serra per MJ di biogas o biometano da codigestione della definita miscela di substrati

S_n = quota di materie prime n nel contenuto energetico

E_n = le emissioni espresse in g CO₂/MJ per la filiera n come indicato nella parte D del presente allegato (*)

▼ C1

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n P_n \cdot W_n}$$

▼ B

dove:

P_n = rendimento energetico [MJ] per chilogrammo di input umido di materie prime n (**)

W_n = fattore di ponderazione di substrato n definito come:

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \cdot \left(\frac{1 - AM_n}{1 - SM_n} \right)$$

dove:

I_n = input annuale al digestore di substrato n [tonnellata di materia fresca]

AM_n = umidità media annua del substrato n [kg acqua/kg di materia fresca]

SM_n = umidità standard per il substrato n (***)

▼ B

(*) Per il letame animale utilizzato come substrato, un bonus di 45 g CO₂eq/MJ di letame (– 54 kg CO₂eq/t di materia fresca) è aggiunto per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame.

(**) I seguenti valori di P_n sono utilizzati per calcolare i valori standard e i valori tipici:

P(Granturco): 4,16 [MJ_{biogas}/kg_{granturco} umido @ 65 % umidità]

P(Letame): 0,50 [MJ_{biogas}/kg_{letame} umido @ 90 % umidità]

P(Biorifiuti): 3,41 [MJ_{biogas}/kg_{biorifiuti} umidi @ 76 % umidità]

(***) I seguenti valori di umidità standard per il substrato SM_n sono utilizzati:

SM(Granturco): 0,65 [kg acqua/kg di materia fresca]

SM(Letame): 0,90 [kg acqua/kg di materia fresca]

SM(Biorifiuti): 0,76 [kg acqua/kg di materia fresca]

c) Nel caso di codigestione di n substrati in un impianto a biogas per la produzione di energia elettrica o biometano, le emissioni effettive di gas a effetto serra di biogas e biometano sono calcolate come segue:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,materia\ prima,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,prodotto} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dove:

E = totale delle emissioni derivanti dalla produzione di biogas o biometano prima della conversione di energia;

S_n = la quota di materie prime n, in frazione di input al digestore

e_{ec,n} = le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime n;

e_{td,materia prima,n} = le emissioni derivanti dal trasporto di materie prime n al digestore;

e_{l,n} = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, per la materia prima n;

e_{sca} = la riduzione delle emissioni grazie a una migliore gestione agricola delle materie prime n (*);

e_p = le emissioni derivanti dalla lavorazione;

e_{td,product} = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione di biogas e/o biometano;

e_u = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso, ossia i gas a effetto serra emessi durante la combustione;

e_{ccs} = le riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro dell'anidride carbonica; e

e_{ccr} = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione dell'anidride carbonica;

▼ B

(*) Per l'e_{sca} un bonus di 45 g CO₂ eq/MJ di letame viene attribuito per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame se il letame animale è usato come substrato per la produzione di biogas e biometano.

d) Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di combustibili da biomassa per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento, compresa la conversione energetica in energia elettrica e/o calore o freddo, sono calcolate come segue:

i) per impianti di energia che producono solo energia termica:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

ii) per impianti di energia che producono solo energia elettrica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

dove:

$EC_{h,el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile prima della conversione finale.

η_{el} = l'efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile, in base al suo contenuto energetico.

η_h = l'efficienza termica, definita come l'energia termica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile, in base al suo contenuto energetico.

iii) Per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

iv) Per l'energia termica utile da impianti che producono calore assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

dove:

$EC_{h,el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile prima della conversione finale.

η_{el} = l'efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di energia, in base al suo contenuto energetico.

▼ B

η_h = l'efficienza termica, definita come l'energia termica utile prodotta annualmente divisa per l'input annuale di energia in base al suo contenuto energetico.

C_{el} = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % ($C_{el} = 1$).

C_h = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile).

Il rendimento di Carnot, C_h , per il calore utile a diverse temperature è definito come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

T_h = la temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

T_0 = la temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C).

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, ad una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), C_h può, in alternativa, essere definito come segue:

C_h = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini del presente calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- i) «cogenerazione» la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- ii) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- iii) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

2. Le emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa sono espresse come segue:

- a) Le emissioni di gas a effetto serra derivanti da combustibili da biomassa, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di combustibile da biomassa, g CO₂eq/MJ.
- b) Le emissioni di gas a effetto serra da riscaldamento o energia elettrica, prodotti da combustibili da biomassa, EC, sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO₂ per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), g CO₂eq/MJ.

▼ **B**

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica (di cui al punto 1, lettera d)), indipendentemente dal fatto che l'energia termica venga utilizzata per l'effettivo riscaldamento o raffrescamento ⁽¹⁾.

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec} , sono espresse in unità g CO₂eq/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di carburante, g CO₂eq/MJ, è calcolata come segue ⁽²⁾:

$$e_{ec,combustibile_a} \left[\frac{gCO_2eq}{MJ_{combustibile}} \right]_{ec} = \frac{e_{ec,materia\ prima_a} \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}} \right]}{LHV_a \left[\frac{MJ_{materia\ prima}}{t_{materia\ prima\ solida}} \right]} \cdot Fattore\ materia\ prima\ combustibile_a \cdot Fattore\ attribuzione\ combustibile_a$$

dove:

$$Fattore\ attribuzione\ combustibile_a = \left[\frac{Energia\ nel\ combustibile}{Energia\ nel\ combustibile + Energia\ nei\ coprodotti} \right]$$

$$Fattore\ materia\ prima\ combustibile_a = [Rapporto\ MJ\ materia\ prima\ necessaria\ per\ ottenere\ 1MJ\ di\ combustibile]$$

Le emissioni per tonnellata di materia prima solida sono calcolate come segue:

$$e_{ec,materia\ prima_a} \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}} \right] = \frac{e_{ec,materia\ prima_a} \left[\frac{gCO_2eq}{t_{umida}} \right]}{(1 - tenore\ umidità)}$$

3. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa è calcolata secondo la seguente formula:

- a) la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa usati come carburanti:

$$RIDUZIONE = (E_{F(t)} - E_B) / E_{F(t)}$$

dove:

E_B = totale delle emissioni derivanti da combustibili da biomassa usati come carburanti per il trasporto; e

$E_{F(t)}$ = totale delle emissioni derivanti dal carburante fossile di riferimento per trasporti

⁽¹⁾ Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.

⁽²⁾ La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec} , descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocarburante in un'unica fase. Per le catene di approvvigionamento più complesse, sono necessari adeguamenti per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec} , per i prodotti intermedi.

▼ B

- b) la riduzione di emissioni di gas a effetto serra da calore e raffrescamento, ed energia elettrica prodotti da combustibili da biomassa:

$$\text{RIDUZIONE} = (\text{EC}_{\text{F(h\&c,el)}} - \text{EC}_{\text{B(h\&c,el)}}) / \text{EC}_{\text{F(h\&c,el)}}$$

dove:

$\text{EC}_{\text{B(h\&c,el)}}$ = totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica;

$\text{EC}_{\text{F(h\&c,el)}}$ = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per il calore utile o l'energia elettrica.

4. I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del punto 1 sono: CO₂, N₂O e CH₄. Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO₂, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

CO₂: 1

N₂O: 298

CH₄: 25

5. Le emissioni derivanti dall'estrazione, raccolta o coltivazione delle materie prime, e_{cc} , comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione, coltivazione o raccolta; dalla raccolta, essiccazione e conservazione delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o prodotti utilizzati nell'estrazione o nella coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO₂ nella coltivazione delle materie prime. La stima delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola può essere desunta dalle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 31, paragrafo 4, della presente direttiva o dalle informazioni sui valori standard disaggregati delle emissioni da coltivazione inclusi nel presente allegato, in alternativa all'uso dei valori effettivi. In assenza di informazioni pertinenti in tali relazioni è consentito calcolare medie con riferimento alle pratiche agricole basate, ad esempio, sui dati di un gruppo di aziende, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

Le stime delle emissioni derivanti dalla coltivazione e dalla raccolta di biomassa forestale possono essere ricavate dalle medie calcolate per le emissioni dalla coltivazione e dalla raccolta per aree geografiche a livello nazionale, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

▼ M2

6. Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera a), le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra grazie a una migliore gestione agricola, e_{sca} , come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, a colture migliorate e alla rotazione delle colture, all'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e all'uso di ammendanti organici, come ad esempio compost e digestato della fermentazione del letame, sono prese in considerazione solo se non rischiano di incidere negativamente sulla biodiversità. Devono inoltre essere forniti elementi di prova attendibili e verificabili del fatto che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto delle emissioni laddove tali pratiche determinino un aumento dell'uso di fertilizzanti e erbicidi ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Tali elementi di prova possono essere costituiti da misurazioni del carbonio nel suolo, ad esempio con una prima misurazione anteriormente alla coltivazione e misurazioni successive a intervalli regolari a distanza di anni. In tale caso, prima che la seconda misurazione sia disponibile, l'aumento del carbonio nel suolo sarebbe stimato sulla base di esperimenti rappresentativi o di modelli di suolo. A partire dalla seconda misurazione, le misurazioni costituirebbero la base per la determinazione dell'esistenza di un aumento del carbonio nel suolo e della sua entità.

▼B

7. Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, e_1 , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni. Per il calcolo di dette emissioni, si applica la seguente formula:

$$e_1 = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, \text{ (}^1\text{)}$$

dove:

e_1 = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (espresse in massa equivalente di CO₂ per unità di energia prodotta dal combustibile da biomassa). I «terreni coltivati» ⁽²⁾ e le «colture perenni» ⁽³⁾ sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

CS_R = le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). La destinazione di riferimento del terreno è la destinazione del terreno nel gennaio 2008 o 20 anni prima dell'ottenimento delle materie prime, se quest'ultima data è posteriore;

CS_A = le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). Nel caso in cui le scorte di carbonio si accumulino per oltre un anno, il valore attribuito al CS_A è il valore stimato per unità di superficie dopo 20 anni o quando le colture giungono a maturazione, se quest'ultima data è anteriore;

P = la produttività delle colture (misurata come quantità di energia ottenuta dal combustibile da biomassa per unità di superficie all'anno); e

e_B = bonus di 29 g CO₂eq/MJ di combustibile da biomassa se la biomassa è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati nel rispetto delle condizioni di cui al punto 8.

8. Il bonus di 29 g CO₂eq/MJ è attribuito in presenza di elementi che dimostrino che il terreno in questione:

- a) non era utilizzato per attività agricole o di altro tipo nel gennaio 2008; e
- b) è pesantemente degradato, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO₂eq/MJ si applica per un periodo massimo di 20 anni a decorrere dalla data di conversione del terreno ad uso agricolo purché, per i terreni di cui alla lettera b), siano assicurate la crescita regolare delle scorte di carbonio e la rilevante riduzione dell'erosione e, per i terreni di cui al punto b), la contaminazione sia ridotta.

9. Per «terreni pesantemente degradati» s'intendono terreni che sono da tempo fortemente salini o il cui tenore di materie organiche è particolarmente basso e la cui erosione è particolarmente forte.

⁽¹⁾ Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO₂ (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

⁽²⁾ Terreni coltivati quali definiti dall'IPCC.

⁽³⁾ Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.

▼ B

10. In conformità dell'allegato V, parte C, punto 10, della presente direttiva, funge da base per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo la decisione 2010/335/UE della Commissione ⁽¹⁾, che stabilisce le linee direttrici per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo in relazione alla presente direttiva, sulla base delle linee guida IPCC del 2006 per gli inventari nazionali di gas a effetto serra — volume 4 e in conformità dei regolamenti (UE) n. 525/2013 e (UE) 2018/841.
11. Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e_p , includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di CO₂ corrispondenti al contenuto di carbonio degli input fossili, che siano o meno effettivamente bruciati nel processo.

Nel calcolo del consumo di energia elettrica non prodotta all'interno dell'unità di produzione del combustibile solido o gassoso da biomassa, l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica viene ipotizzata uguale all'intensità media delle emissioni dovute alla produzione e alla distribuzione di energia elettrica in una data regione. In deroga a questa regola, per l'energia elettrica prodotta in un dato impianto di produzione elettrica non collegato alla rete elettrica i produttori possono utilizzare un valore medio.

Le emissioni derivanti dalla lavorazione comprendono le emissioni derivanti dall'essiccazione di prodotti e materiali intermedi, se del caso.

12. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_{td} , comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate al punto 5 non sono disciplinate dal presente punto.
13. Le emissioni di CO₂ derivanti dal combustibile al momento dell'uso, e_{it} , sono considerate pari a zero per i combustibili da biomassa. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (CH₄ e N₂ O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u .
14. La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico di CO₂, e_{ccs} , che non è già stata computata in e_p , è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ emessa, direttamente collegata all'estrazione, al trasporto, alla lavorazione e alla distribuzione del combustibile da biomassa, se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE.

▼ M2

15. La riduzione delle emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, e_{ccr} , è direttamente collegata alla produzione di combustibili da biomassa ai quali le emissioni sono attribuite, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura di CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato in sostituzione della CO₂ ascrivibile ai combustibili fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali prima del 1° gennaio 2036.

⁽¹⁾ Decisione 2010/335/UE della Commissione, del 10 giugno 2010, relativa alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'allegato V della direttiva 2009/28/CE (GU L 151 del 17.6.2010, pag. 19).

▼ B

16. Quando un'unità di cogenerazione – che fornisce calore e/o energia elettrica a un processo di produzione di combustibile da biomassa le cui emissioni sono calcolate - produce energia elettrica e/o calore utile in eccesso, le emissioni di gas a effetto serra sono suddivise tra l'energia elettrica e il calore utile a seconda della temperatura del calore (che riflette l'utilità del calore). La parte utile del calore è ottenuta moltiplicando il suo contenuto energetico per il rendimento di Carnot, C_h , calcolato come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

T_h = la temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

T_0 = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C)

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, a una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), C_h può, in alternativa, essere definito come segue:

C_h = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini di tale calcolo sono applicati i rendimenti effettivi, definiti come le quantità annua di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- a) «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
 - b) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
 - c) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato
17. Quando nel processo di produzione di combustibile da biomassa sono prodotti, in combinazione, il combustibile per il quale sono calcolate le emissioni e uno o più altri prodotti («co-prodotti»), le emissioni di gas a effetto serra sono divise tra il combustibile o il prodotto intermedio e i co-prodotti proporzionalmente al loro contenuto energetico (determinato dal potere calorifico inferiore nel caso di co-prodotti diversi dall'energia elettrica e dal calore). L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica o del calore utile in eccesso è uguale all'intensità delle emissioni di gas a

▼ B

effetto serra fornita al processo di produzione di combustibile ed è determinata dal calcolo dell'intensità di gas a effetto serra di tutti gli input e le emissioni, comprese le materie prime e le emissioni di CH₄ e N₂O, da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile da biomassa. In caso di cogenerazione di energia elettrica e di energia termica il calcolo è eseguito in applicazione del punto 16.

▼ M2

18. Ai fini dei calcoli di cui al punto 17, le emissioni da dividere sono: $e_{cc} + e_1 + e_{sca}$ + le frazioni di e_p , e_{td} , e_{ccs} e e_{ccr} che intervengono fino alla fase, e nella fase stessa, del processo di produzione nella quale il co-prodotto è fabbricato. Se sono state attribuite emissioni a co-prodotti in precedenti fasi del processo nel ciclo di vita, in sostituzione del totale delle emissioni si utilizza solo la frazione delle emissioni attribuita nell'ultima fase del processo prima del prodotto combustibile intermedio.

Nel caso del biogas e del biometano, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti che non sono contemplati dal punto 17. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

In linea generale, rifiuti e residui, compresi tutti i rifiuti e i residui inclusi nell'allegato IX, sono considerati materiali a zero emissioni di gas a effetto serra durante il ciclo di vita fino al processo di raccolta degli stessi, a prescindere dal fatto che siano trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.

Nel caso di combustibili da biomassa prodotti in raffinerie, diversi dalla combinazione degli impianti di trasformazione con caldaie o unità di cogenerazione che forniscono calore e/o energia elettrica all'impianto di trasformazione, l'unità di analisi ai fini del calcolo di cui al punto 17 è la raffineria.

▼ B

19. Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di energia elettrica, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento $EC_{F(e)}$ è 183 g CO₂eq/MJ di energia elettrica o 212 g CO₂eq/MJ di energia elettrica per le regioni ultraperiferiche.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile a scopo di riscaldamento e/o raffrescamento, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento $EC_{F(h)}$ è 80 g CO₂eq/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile, laddove può essere comprovata una sostituzione fisica diretta del carbone, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento $EC_{F(h)}$ è 124 g CO₂eq/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati per il trasporto, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento $EC_{F(t)}$ è 94 g CO₂eq/MJ.

▼B

C. VALORI STANDARD DISAGGREGATI PER I COMBUSTIBILI DA BIOMASSA

Bricchetti o pellet di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	0,0	1,6	3,0	0,4	0,0	1,9	3,6	0,5
	500-2 500 km	0,0	1,6	5,2	0,4	0,0	1,9	6,2	0,5
	2 500-10 000 km	0,0	1,6	10,5	0,4	0,0	1,9	12,6	0,5
	Superiore a 10 000 km	0,0	1,6	20,5	0,4	0,0	1,9	24,6	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (eucalipto)	2 500-10 000 km	4,4	0,0	11,0	0,4	4,4	0,0	13,2	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	3,9	0,0	3,5	0,4	3,9	0,0	4,2	0,5
	500-2 500 km	3,9	0,0	5,6	0,4	3,9	0,0	6,8	0,5
	2 500-10 000 km	3,9	0,0	11,0	0,4	3,9	0,0	13,2	0,5
	Superiore a 10 000 km	3,9	0,0	21,0	0,4	3,9	0,0	25,2	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	2,2	0,0	3,5	0,4	2,2	0,0	4,2	0,5
	500-2 500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2 500-10 000 km	2,2	0,0	11,0	0,4	2,2	0,0	13,2	0,5
	Superiore a 10 000 km	2,2	0,0	21,0	0,4	2,2	0,0	25,2	0,5

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Truciolini di legno da corteccia d'albero	1-500 km	1,1	0,3	3,0	0,4	1,1	0,4	3,6	0,5
	500-2 500 km	1,1	0,3	5,2	0,4	1,1	0,4	6,2	0,5
	2 500-10 000 km	1,1	0,3	10,5	0,4	1,1	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10 000 km	1,1	0,3	20,5	0,4	1,1	0,4	24,6	0,5
Truciolini di legno da residui legnosi industriali	1-500 km	0,0	0,3	3,0	0,4	0,0	0,4	3,6	0,5
	500-2 500 km	0,0	0,3	5,2	0,4	0,0	0,4	6,2	0,5
	2 500-10 000 km	0,0	0,3	10,5	0,4	0,0	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,3	20,5	0,4	0,0	0,4	24,6	0,5

Bricchetti o pellet di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3
	500-2 500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	25,8	4,3	0,3	0,0	30,9	5,2	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	25,8	7,9	0,3	0,0	30,9	9,5	0,3

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2a)	1-500 km	0,0	12,5	3,0	0,3	0,0	15,0	3,6	0,3
	500-2 500 km	0,0	12,5	2,9	0,3	0,0	15,0	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	12,5	4,4	0,3	0,0	15,0	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	12,5	8,1	0,3	0,0	15,0	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3 a)	1-500 km	0,0	2,4	3,0	0,3	0,0	2,8	3,6	0,3
	500-2 500 km	0,0	2,4	2,9	0,3	0,0	2,8	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	2,4	4,4	0,3	0,0	2,8	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	2,4	8,2	0,3	0,0	2,8	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 1)	2 500-10 000 km	3,9	24,5	4,3	0,3	3,9	29,4	5,2	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 2a)	2 500-10 000 km	5,0	10,6	4,4	0,3	5,0	12,7	5,3	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 3a)	2 500-10 000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 1)	1-500 km	3,4	24,5	2,9	0,3	3,4	29,4	3,5	0,3
	500-10 000 km	3,4	24,5	4,3	0,3	3,4	29,4	5,2	0,3
	Superiore a 10 000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 2a)	1-500 km	4,4	10,6	3,0	0,3	4,4	12,7	3,6	0,3
	500-10 000 km	4,4	10,6	4,4	0,3	4,4	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	4,4	10,6	8,1	0,3	4,4	12,7	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 3 a)	1-500 km	4,6	0,3	3,0	0,3	4,6	0,4	3,6	0,3
	500-10 000 km	4,6	0,3	4,4	0,3	4,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	4,6	0,3	8,2	0,3	4,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 1)	1-500 km	2,0	24,5	2,9	0,3	2,0	29,4	3,5	0,3
	500-2 500 km	2,0	24,5	4,3	0,3	2,0	29,4	5,2	0,3
	2 500-10 000 km	2,0	24,5	7,9	0,3	2,0	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 2a)	1-500 km	2,5	10,6	3,0	0,3	2,5	12,7	3,6	0,3
	500-10 000 km	2,5	10,6	4,4	0,3	2,5	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	2,5	10,6	8,1	0,3	2,5	12,7	9,8	0,3

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 3a)	1-500 km	2,6	0,3	3,0	0,3	2,6	0,4	3,6	0,3
	500-10 000 km	2,6	0,3	4,4	0,3	2,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	2,6	0,3	8,2	0,3	2,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	1,1	24,8	2,9	0,3	1,1	29,8	3,5	0,3
	500-2 500 km	1,1	24,8	2,8	0,3	1,1	29,8	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	1,1	24,8	4,3	0,3	1,1	29,8	5,2	0,3
	Superiore a 10 000 km	1,1	24,8	7,9	0,3	1,1	29,8	9,5	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2a)	1-500 km	1,4	11,0	3,0	0,3	1,4	13,2	3,6	0,3
	500-2 500 km	1,4	11,0	2,9	0,3	1,4	13,2	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	1,4	11,0	4,4	0,3	1,4	13,2	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	1,4	11,0	8,1	0,3	1,4	13,2	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3 a)	1-500 km	1,4	0,8	3,0	0,3	1,4	0,9	3,6	0,3
	500-2 500 km	1,4	0,8	2,9	0,3	1,4	0,9	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	1,4	0,8	4,4	0,3	1,4	0,9	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	1,4	0,8	8,2	0,3	1,4	0,9	9,8	0,3

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	0,0	14,3	2,8	0,3	0,0	17,2	3,3	0,3
	500-2 500 km	0,0	14,3	2,7	0,3	0,0	17,2	3,2	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	14,3	4,2	0,3	0,0	17,2	5,0	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	14,3	7,7	0,3	0,0	17,2	9,2	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2a)	1-500 km	0,0	6,0	2,8	0,3	0,0	7,2	3,4	0,3
	500-2 500 km	0,0	6,0	2,7	0,3	0,0	7,2	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	6,0	4,2	0,3	0,0	7,2	5,1	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	6,0	7,8	0,3	0,0	7,2	9,3	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3 a)	1-500 km	0,0	0,2	2,8	0,3	0,0	0,3	3,4	0,3
	500-2 500 km	0,0	0,2	2,7	0,3	0,0	0,3	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	0,2	4,2	0,3	0,0	0,3	5,1	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,2	7,8	0,3	0,0	0,3	9,3	0,3

▼B

Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ) - Valore tipico				Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ) - Valore standard			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2 500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	0,9	14,2	0,2	0,0	1,1	17,0	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,9	28,3	0,2	0,0	1,1	34,0	0,3
Residui agricoli con densità > 0,2 t/m ³	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2 500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	0,9	7,1	0,2	0,0	1,1	8,5	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,9	13,6	0,2	0,0	1,1	16,3	0,3
Paglia in pellet	1-500 km	0,0	5,0	3,0	0,2	0,0	6,0	3,6	0,3
	500-10 000 km	0,0	5,0	4,6	0,2	0,0	6,0	5,5	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	5,0	8,3	0,2	0,0	6,0	10,0	0,3
Bricchetti di bagassa	500-10 000 km	0,0	0,3	4,3	0,4	0,0	0,4	5,2	0,5
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,3	8,0	0,4	0,0	0,4	9,5	0,5
Farina di palmisti	Superiore a 10 000 km	21,6	21,1	11,2	0,2	21,6	25,4	13,5	0,3
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10 000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3

▼B

Valori standard disaggregati relativi al biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]					VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]				
			Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni di-verse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni di-verse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Traspor-to	Crediti per letame
Letame umido ⁽¹⁾	caso 1	Digestato scoperto	0,0	69,6	8,9	0,8	- 107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	- 107,3
		Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,8	- 97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	- 97,6
	caso 2	Digestato scoperto	0,0	74,1	8,9	0,8	- 107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	- 107,3
		Digestato coperto	0,0	4,2	8,9	0,8	- 97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	- 97,6
	caso 3	Digestato scoperto	0,0	83,2	8,9	0,9	- 120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	- 120,7
		Digestato coperto	0,0	4,6	8,9	0,8	- 108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	- 108,5
Pianta intera del granturco ⁽²⁾	caso 1	Digestato scoperto	15,6	13,5	8,9	0,0 ⁽³⁾	—	15,6	18,9	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	15,2	0,0	8,9	0,0	—	15,2	0,0	12,5	0,0	—

⁽¹⁾ I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di e_{sca} considerato è pari a - 45 g CO₂eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica

⁽²⁾ Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.

⁽³⁾ Il trasporto di materie prime agricole all'impianto di trasformazione è, secondo la metodologia indicata nella relazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo del 25 febbraio 2010 sui criteri di sostenibilità relativamente all'uso di fonti da biomassa solida e gassosa per l'elettricità, il riscaldamento e il raffrescamento, incluso nei valori relativi alla «coltivazione». Il valore per il trasporto di insilati di mais rappresenta lo 0,4 g CO₂eq/MJ di biogas.

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]					VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]				
			Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Traspor-to	Crediti per letame
Biorifiuti	caso 2	Digestato scoperto	15,6	18,8	8,9	0,0	—	15,6	26,3	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	15,2	5,2	8,9	0,0	—	15,2	7,2	12,5	0,0	—
	caso 3	Digestato scoperto	17,5	21,0	8,9	0,0	—	17,5	29,3	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	17,1	5,7	8,9	0,0	—	17,1	7,9	12,5	0,0	—
	caso 1	Digestato scoperto	0,0	21,8	8,9	0,5	—	0,0	30,6	12,5	0,5	—
		Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—
caso 2	Digestato scoperto	0,0	27,9	8,9	0,5	—	0,0	39,0	12,5	0,5	—	
	Digestato coperto	0,0	5,9	8,9	0,5	—	0,0	8,3	12,5	0,5	—	
caso 3	Digestato scoperto	0,0	31,2	8,9	0,5	—	0,0	43,7	12,5	0,5	—	
	Digestato coperto	0,0	6,5	8,9	0,5	—	0,0	9,1	12,5	0,5	—	

▼B

Valori standard disaggregati per il biometano

Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica		VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]						VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]					
			Coltiva-zione	Tratta-mento	Upgrading	Trasporto	Compres-sione presso la stazione d'imbarco	Crediti per letame	Coltiva-zione	Tratta-mento	Upgrading	Trasporto	Compres-sione presso la stazione d'imbarco	Crediti per letame
Letame umido	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	- 124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	- 124,4
		combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	- 124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	- 124,4
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	- 111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	- 111,9
		combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	- 111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	- 111,9
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	19,5	0,0	3,3	-	18,1	28,1	27,3	0,0	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	4,5	0,0	3,3	—	18,1	28,1	6,3	0,0	4,6	—
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	19,5	0,0	3,3	—	17,6	6,0	27,3	0,0	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	4,5	0,0	3,3	—	17,6	6,0	6,3	0,0	4,6	—
Biorifiuti	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	19,5	0,6	3,3	—	0,0	42,8	27,3	0,6	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	4,5	0,6	3,3	—	0,0	42,8	6,3	0,6	4,6	—
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	19,5	0,5	3,3	—	0,0	7,2	27,3	0,5	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	4,5	0,5	3,3	—	0,0	7,2	6,3	0,5	4,6	—



D. TOTALE DEI VALORI TIPICI E STANDARD PER LE FILIERE DEL
COMBUSTIBILE DA BIOMASSA

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	5	6
	500-2 500 km	7	9
	2 500-10 000 km	12	15
	Superiore a 10 000 km	22	27
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2 500-10 000 km	16	18
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	8	9
	500-2 500 km	10	11
	2 500-10 000 km	15	18
	Superiore a 10 000 km	25	30
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	6	7
	500-2 500 km	8	10
	2 500-10 000 km	14	16
	Superiore a 10 000 km	24	28
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	5	6
	500-2 500 km	7	8
	2 500-10 000 km	12	15
	Superiore a 10 000 km	22	27
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	4	5
	500-2 500 km	6	7
	2 500-10 000 km	11	13
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2 500 km	29	35
	2 500-10 000 km	30	36
	Superiore a 10 000 km	34	41
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2a)	1-500 km	16	19
	500-2 500 km	16	19
	2 500-10 000 km	17	21
	Superiore a 10 000 km	21	25

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3 a)	1-500 km	6	7
	500-2 500 km	6	7
	2 500-10 000 km	7	8
	Superiore a 10 000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 1)	2 500-10 000 km	33	39
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 2a)	2 500-10 000 km	20	23
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 3 a)	2 500-10 000 km	10	11
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 1)	1-500 km	31	37
	500-10 000 km	32	38
	Superiore a 10 000 km	36	43
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 2a)	1-500 km	18	21
	500-10 000 km	20	23
	Superiore a 10 000 km	23	27
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 3a)	1-500 km	8	9
	500-10 000 km	10	11
	Superiore a 10 000 km	13	15
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 1)	1-500 km	30	35
	500-10 000 km	31	37
	Superiore a 10 000 km	35	41
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 2a)	1-500 km	16	19
	500-10 000 km	18	21
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 3a)	1-500 km	6	7
	500-10 000 km	8	9
	Superiore a 10 000 km	11	13

▼ B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2 500 km	29	34
	2 500-10 000 km	30	36
	Superiore a 10 000 km	34	41
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2a)	1-500 km	16	18
	500-2 500 km	15	18
	2 500-10 000 km	17	20
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3 a)	1-500 km	5	6
	500-2 500 km	5	6
	2 500-10 000 km	7	8
	Superiore a 10 000 km	11	12
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	17	21
	500-2 500 km	17	21
	2 500-10 000 km	19	23
	Superiore a 10 000 km	22	27
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2a)	1-500 km	9	11
	500-2 500 km	9	11
	2 500-10 000 km	10	13
	Superiore a 10 000 km	14	17
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3 a)	1-500 km	3	4
	500-2 500 km	3	4
	da 2 500 a 10 000	5	6
	Superiore a 10 000 km	8	10

▼B

Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete.

Il caso 2a si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia alimentata con trucioli di legno per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete.

Il caso 3a si riferisce ai processi in cui è utilizzato un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno per fornire l'energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³ (1)	1-500 km	4	4
	500-2 500 km	8	9
	2 500-10 000 km	15	18
	Superiore a 10 000 km	29	35
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³ (2)	1-500 km	4	4
	500-2 500 km	5	6
	2 500-10 000 km	8	10
	Superiore a 10 000 km	15	18
Paglia in pellet	1-500 km	8	10
	500-10 000 km	10	12
	Superiore a 10 000 km	14	16
Bricchetti di bagassa	500-10 000 km	5	6
	Superiore a 10 000 km	9	10
Farina di palmisti	Superiore a 10 000 km	54	61
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10 000 km	37	40

(1) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla di riso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

(2) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di noce, baccelli di soia, gusci di palmisti (elenco non esaustivo).

▼B

Valori tipici e standard di biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di biogas	Soluzione tecnologica		Valore tipico	Valore standard
			Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ)
Biogas da letame umido per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto ⁽¹⁾	- 28	3
		Digestato coperto ⁽²⁾	- 88	- 84
	Caso 2	Digestato scoperto	- 23	10
		Digestato coperto	- 84	- 78
	Caso 3	Digestato scoperto	- 28	9
		Digestato coperto	- 94	- 89
Biogas da piante intere di mais per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	38	47
		Digestato coperto	24	28
	Caso 2	Digestato scoperto	43	54
		Digestato coperto	29	35
	Caso 3	Digestato scoperto	47	59
		Digestato coperto	32	38
Biogas da rifiuti organici per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	31	44
		Digestato coperto	9	13
	Caso 2	Digestato scoperto	37	52
		Digestato coperto	15	21
	Caso 3	Digestato scoperto	41	57
		Digestato coperto	16	22

⁽¹⁾ Lo stoccaggio scoperto del digestato comporta ulteriori emissioni di metano che variano in base alle condizioni atmosferiche, al substrato e all'efficienza di digestione. In questi calcoli, si presume che gli importi siano pari a 0,05 MJ CH₄ / MJ biogas per il letame, 0,035 MJ CH₄ / MJ biogas per il granturco e 0,01 MJ CH₄ / MJ biogas per i rifiuti organici.

⁽²⁾ Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano.

▼ B

Valori tipici e standard di biogas per il biometano

Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Biometano da letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico ⁽¹⁾	- 20	22
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico ⁽²⁾	- 35	1
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	- 88	- 79
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 103	- 100
Biometano da pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	58	73
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	43	52
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	41	51
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	26	30
Biometano dai rifiuti organici	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	51	71
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	36	50
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	25	35
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	10	14

⁽¹⁾ Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Lavaggio con acqua in pressione (PWS), Purificazione mediante membrane, criogenica e Assorbimento fisico con solventi organici (OPS). Comprende un'emissione di 0,03 MJ CH₄ / MJ biometano per le emissioni di metano nei gas di scarico.

⁽²⁾ Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

▼B

Valori tipici e standard – biometano – miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistema di produzione di biogas		Soluzioni tecnologiche	Emissioni di gas a effetto serra -Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra- Valore Standard (g CO ₂ eq/MJ)
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	17	33
		Digestato coperto	- 12	- 9
	Caso 2	Digestato scoperto	22	40
		Digestato coperto	- 7	- 2
	Caso 3	Digestato scoperto	23	43
		Digestato coperto	- 9	- 4
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	24	37
		Digestato coperto	0	3
	Caso 2	Digestato scoperto	29	45
		Digestato coperto	4	10
	Caso 3	Digestato scoperto	31	48
		Digestato coperto	4	10
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Caso 1	Digestato scoperto	28	40
		Digestato coperto	7	11
	Caso 2	Digestato scoperto	33	47
		Digestato coperto	12	18
	Caso 3	Digestato scoperto	36	52
		Digestato coperto	12	18

Osservazioni

Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.

Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.

▼B

Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano).

Valori tipici e standard – biometano - miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Valore tipico	Valore standard
		(g CO ₂ eq/MJ)	(g CO ₂ eq/MJ)
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	32	57
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	17	36
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	- 1	9
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 16	- 12
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	41	62
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	26	41
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	13	22
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 2	1
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	46	66
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	31	45
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	22	31
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	7	10

Nel caso del biometano utilizzato come biometano compresso per il trasporto, un valore di 3,3 g CO₂eq/MJ di biometano deve essere aggiunto ai valori tipici e un valore di 4,6 g CO₂eq/MJ di biometano ai valori standard.

▼ **M1***ALLEGATO VII***COMPUTO DELL'ENERGIA RINNOVABILE USATA PER IL RISCALDAMENTO E IL RAFFRESCAMENTO****PARTE A. COMPUTO DELL'ENERGIA RINNOVABILE USATA DALLE POMPE DI CALORE A FINI DI RISCALDAMENTO**

La quantità di energia aerotermica, geotermica o idrotermica catturata dalle pompe di calore da considerarsi energia da fonti rinnovabili ai fini della presente direttiva, E_{RES} , è calcolata in base alla formula seguente:

$$E_{RES} = Q_{usable} * (1 - 1/SPF)$$

dove:

—	Q_{usable}	=	il calore utilizzabile totale stimato che è prodotto dalle pompe di calore rispondenti ai criteri di cui ► M2 all'articolo 7, paragrafo 3 ◀, applicato nel seguente modo: solo le pompe di calore per le quali $SPF > 1,15 * 1/\eta$ sarà preso in considerazione;
—	SPF	=	il fattore di prestazione stagionale medio stimato per le suddette pompe di calore;
—	η	=	il rapporto tra la produzione totale lorda di energia elettrica e il consumo di energia primaria per la produzione di energia elettrica; è calcolato come media a livello UE sulla base dei dati Eurostat.

PARTE B. COMPUTO DELL'ENERGIA RINNOVABILE USATA PER IL RAFFRESCAMENTO**1. DEFINIZIONI**

Nel calcolo dell'energia rinnovabile usata per il raffrescamento si applicano le seguenti definizioni:

- 1) «raffrescamento»: estrazione di calore da uno spazio chiuso o interno (applicazione a fini di benessere) o da un processo allo scopo di ridurre o mantenere la temperatura dello spazio o del processo a un determinato livello (valore prefissato); per i sistemi di raffrescamento, il calore estratto è espulso nell'aria ambiente, nell'acqua ambiente o nel suolo, da cui è assorbito e dove l'ambiente (aria, suolo e acqua), fungendo da pozzo del calore estratto, diventa una fonte di freddo;
- 2) «sistema di raffrescamento»: insieme di componenti costituito da un sistema di estrazione del calore, da uno o più dispositivi di raffrescamento e da un sistema di espulsione del calore, integrato, nel caso del raffrescamento attivo, da un mezzo refrigerante sotto forma di fluido, che agiscono in concomitanza per generare un determinato trasferimento di calore così da assicurare la temperatura richiesta;
 - a) per il raffrescamento di spazi chiusi, il sistema di raffrescamento può avere un generatore di freddo incorporato o esserne privo (raffrescamento ventilativo naturale), e il raffrescamento costituisce una delle sue funzioni principali;
 - b) per il raffrescamento dei processi, il sistema di raffrescamento comprende un generatore di freddo, per il quale il raffrescamento costituisce una delle funzioni principali;

▼ M1

- 3) «raffrescamento ventilativo naturale» («*free cooling*»): sistema di raffrescamento che usa una fonte naturale di freddo per estrarre calore dallo spazio chiuso o dal processo da raffrescare trasportando uno o più fluidi con una o più pompe e/o ventilatori senza l'ausilio di un generatore di freddo;
- 4) «generatore di freddo»: parte del sistema di raffrescamento che, per mezzo di un ciclo a compressione di vapore, un ciclo di assorbimento o azionato da un altro ciclo termodinamico a energia, crea una differenza di temperatura in grado di estrarre calore dallo spazio chiuso o dal processo da raffrescare; è usato quando la fonte di freddo non è disponibile o è insufficiente;
- 5) «raffrescamento attivo»: eliminazione del calore da uno spazio chiuso o da un processo, che richiede un apporto energetico per soddisfare il fabbisogno di raffrescamento, è usata quando il flusso naturale di energia non è disponibile o è insufficiente e può aver luogo con o senza generatore di freddo;
- 6) «raffrescamento passivo»: eliminazione del calore a opera del flusso naturale di energia mediante conduzione, convezione, radiazione o trasporto di materia, senza che sia necessario far circolare un fluido refrigerante per estrarre ed espellere il calore o generare una temperatura inferiore con un generatore di freddo; è inoltre possibile ridurre il fabbisogno di raffrescamento degli edifici grazie a caratteristiche strutturali quali l'isolamento dell'edificio, l'installazione di tetti verdi e di pareti vegetali, l'ombreggiamento o l'aumento della massa di costruzione, mediante ventilazione o l'uso di ventilatori;
- 7) «ventilazione»: circolazione naturale o forzata dell'aria per introdurre l'aria ambiente all'interno di uno spazio chiuso allo scopo di assicurare un'adeguata qualità dell'aria interna, compresa la temperatura;
- 8) «ventilatore»: prodotto che comprende un ventilatore e un gruppo motore elettrico per far circolare l'aria e apportare benessere nel periodo estivo aumentando la velocità dell'aria intorno al corpo umano e producendo così una sensazione rinfrescante;
- 9) «quantità di energia rinnovabile per il raffrescamento»: raffrescamento erogato che è stato generato con una determinata efficienza energetica espressa come fattore di prestazione stagionale calcolato in energia primaria;
- 10) «pozzo caldo» o «fonte di freddo»: pozzo naturale esterno in cui è trasferito il calore estratto dallo spazio chiuso o dal processo; può trattarsi di aria ambiente, acqua ambiente sotto forma di corpi idrici naturali o artificiali e formazioni geotermiche sotto la crosta terrestre;
- 11) «sistema di estrazione del calore»: dispositivo che elimina il calore dallo spazio chiuso o dal processo da raffrescare, come un evaporatore in un ciclo a compressione di vapore;
- 12) «dispositivo di raffrescamento»: dispositivo progettato per svolgere la funzione di raffrescamento attivo;
- 13) «sistema di espulsione del calore»: dispositivo in cui ha luogo il trasferimento finale di calore dal mezzo refrigerante al pozzo caldo, come il condensatore aria-refrigerante in un ciclo a compressione di vapore raffreddato ad aria;
- 14) «apporto di energia»: energia necessaria per trasportare il fluido (raffrescamento ventilativo naturale) o energia necessaria per trasportare il fluido e azionare il generatore di raffrescamento (raffrescamento attivo con generatore di freddo);

▼ M1

- 15) «teleraffrescamento»: distribuzione di energia termica sotto forma di liquido refrigerato, da fonti centrali o decentrate di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il raffrescamento di spazi o processi;
- 16) «fattore di prestazione stagionale in energia primaria»: misura del rendimento di conversione dell'energia primaria del sistema di raffrescamento;
- 17) «ore equivalenti a pieno regime»: numero di ore in cui il sistema di raffrescamento funziona a pieno regime per produrre la quantità di raffrescamento che produce effettivamente durante un anno ma a regimi variabili;
- 18) «gradi-giorno di raffrescamento»: valori climatici calcolati con una base di 18 °C e usati come dati d'ingresso per determinare le ore a pieno regime.

2. AMBITO DI APPLICAZIONE

1. Nel calcolare la quantità di energia rinnovabile usata per il raffrescamento, gli Stati membri tengono conto del raffrescamento attivo, compreso il teleraffrescamento, indipendentemente dal fatto che si tratti di raffrescamento ventilativo naturale o che sia usato un generatore di freddo.
2. Gli Stati membri non tengono in considerazione:
 - a) il raffrescamento passivo, anche se, quando l'aria di ventilazione è utilizzata come mezzo di trasporto del calore per il raffrescamento, il corrispondente raffrescamento erogato tramite un generatore di freddo o raffrescamento ventilativo naturale fa parte del calcolo del raffrescamento da fonti rinnovabili;
 - b) le tecnologie o processi di raffrescamento seguenti:
 - i) il raffrescamento nei mezzi di trasporto ⁽¹⁾;
 - ii) i sistemi di raffrescamento la cui funzione principale consiste nel produrre o immagazzinare materiali deperibili a determinate temperature (refrigerazione e congelamento);
 - iii) i sistemi di raffrescamento con valori prefissati della temperatura di raffrescamento dello spazio o del processo inferiori a 2 °C;
 - iv) i sistemi di raffrescamento con valori prefissati della temperatura di raffrescamento dello spazio o del processo superiori a 30 °C;
 - v) il raffrescamento del calore di scarto derivante dalla produzione di energia, dai processi industriali e dal settore terziario (calore di scarto) ⁽²⁾.
 - c) l'energia usata per il raffrescamento negli impianti di produzione di energia elettrica, nella fabbricazione di cemento, ferro e acciaio, negli impianti di trattamento delle acque reflue, nelle infrastrutture informatiche (come i centri dati), negli impianti di trasmissione e distribuzione di energia e nelle infrastrutture di trasporto.

Gli Stati membri possono escludere più categorie di sistemi di raffrescamento dal calcolo dell'energia da fonti rinnovabili usata per il raffrescamento, al fine di preservare le fonti naturali di freddo in aree geografiche specifiche per motivi di tutela ambientale. Ne sono un esempio la protezione dei fiumi o dei laghi dal rischio di surriscaldamento.

⁽¹⁾ La definizione di raffrescamento da fonti rinnovabili riguarda solo il raffrescamento stazionario.

⁽²⁾ Il calore di scarto è definito all'articolo 2, punto 9, della presente direttiva. Il calore di scarto può essere preso in considerazione ai fini degli articoli 23 e 24 della presente direttiva.

▼ M1**3. METODOLOGIA PER IL COMPUTO DELL'ENERGIA RINNOVABILE PER IL RAFFRESCAMENTO INDIVIDUALE E IL TELERAFFRESCAMENTO**

Sono considerati sistemi in grado di produrre energia rinnovabile solo i sistemi di raffrescamento che operano al di sopra del requisito minimo di efficienza espresso come fattore di prestazione stagionale in energia primaria (SPF_p) alla sezione 3.2, secondo paragrafo.

3.1. Quantità di energia rinnovabile per il raffrescamento

La quantità di energia rinnovabile per il raffrescamento (E_{RES-C}) è calcolata con la formula seguente:

$$E_{RES-C} = (Q_{C_{Source}} - E_{INPUT}) \times S_{SPF_p} = Q_{C_{Supply}} \times S_{SPF_p}$$

dove:

$Q_{C_{Source}}$ è la quantità di calore emessa nell'aria ambiente, nell'acqua ambiente o nel suolo dal sistema di raffrescamento ⁽¹⁾;

E_{INPUT} è il consumo di energia del sistema di raffrescamento, compreso il consumo di energia dei sistemi ausiliari per i sistemi misurati, come il teleraffrescamento;

$Q_{C_{Supply}}$ è l'energia di raffrescamento fornita dal sistema di raffrescamento ⁽²⁾;

S_{SPF_p} è definita a livello di sistema di raffrescamento come la quota di raffrescamento erogato che può essere considerata rinnovabile in base ai requisiti del fattore di prestazione stagionale (SPF), espressa in percentuale. L'SPF è determinato senza tenere conto delle perdite di distribuzione. Per il teleraffrescamento, ciò significa che l'SPF è determinato per ciascun generatore di freddo o a livello di sistema di raffrescamento ventilativo naturale. Per i sistemi di raffrescamento ai quali è possibile applicare l'SPF standard, i coefficienti F (1) e F (2) di cui al regolamento (UE) 2016/2281 della Commissione ⁽³⁾ e alla comunicazione della Commissione connessa ⁽⁴⁾ non sono usati come fattori di correzione.

Per il 100 % del raffrescamento azionato da calore da fonti rinnovabili (assorbimento e adsorbimento), il raffrescamento fornito deve essere considerato interamente rinnovabile.

Le fasi di calcolo necessarie per $Q_{C_{Supply}}$ e S_{SPF_p} sono illustrate nelle sezioni da 3.2 a 3.4.

⁽¹⁾ La quantità di fonte di freddo corrisponde alla quantità di calore assorbita dall'aria ambiente, dall'acqua ambiente e dal suolo che fungono da pozzi caldi. L'aria ambiente e l'acqua ambiente corrispondono all'energia ambiente quale definita all'articolo 2, punto 2, della presente direttiva. Il suolo corrisponde all'energia geotermica quale definita all'articolo 2, punto 3, della presente direttiva.

⁽²⁾ Da un punto di vista termodinamico il raffrescamento erogato corrisponde a una porzione del calore emesso da un sistema di raffrescamento nell'aria ambiente, nell'acqua ambiente o nel suolo, che fungono da pozzi caldi o fonti di freddo. L'aria ambiente e l'acqua ambiente corrispondono all'energia ambiente quale definita all'articolo 2, punto 2, della presente direttiva. La funzione del pozzo caldo o della fonte di freddo del suolo corrisponde all'energia geotermica quale definita all'articolo 2, punto 3, della presente direttiva.

⁽³⁾ Regolamento (UE) 2016/2281 della Commissione, del 30 novembre 2016, che attua la direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia, per quanto riguarda le specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti di riscaldamento dell'aria, dei prodotti di raffrescamento, dei chiller di processo ad alta temperatura e dei ventilconvettori (GU L 346 del 20.12.2016, pag. 1).

⁽⁴⁾ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=uriserv:OJ.C_2017.229.01.0001.01.ITA&toc=OJ.C:2017:229:TOC

▼ **M1****3.2. Calcolo della quota del fattore di prestazione stagionale che può essere considerata energia rinnovabile — S_{SPF_p}**

S_{SPF} è la quota di raffrescamento erogato che può essere considerata rinnovabile. Il valore di S_{SPF_p} aumenta con l'aumento dei valori di SPF_p . SPF_p ⁽¹⁾ è definito come descritto nel regolamento (UE) 2016/2281 della Commissione e nel regolamento (UE) n. 206/2012 della Commissione ⁽²⁾, ad eccezione del fatto che il fattore di base di energia primaria per l'energia elettrica è stato aggiornato a 2,1 nella direttiva 2012/27/UE (modificata dalla direttiva (UE) 2018/2002 ⁽³⁾) del Parlamento europeo e del Consiglio. Si usano le condizioni limite della norma EN14511.

Il requisito minimo di efficienza del sistema di raffrescamento espresso in fattore di prestazione stagionale in energia primaria è pari ad almeno 1,4 ($SPF_{p_{LOW}}$). Affinché S_{SPF_p} sia pari al 100 %, il requisito minimo di efficienza del sistema di raffrescamento deve essere pari ad almeno 6 ($SPF_{p_{HIGH}}$). Per tutti gli altri sistemi di raffrescamento si applica il calcolo seguente:

$$S_{SPF_p} = \frac{SPF_p - SPF_{p_{LOW}}}{SPF_{p_{HIGH}} - SPF_{p_{LOW}}} \%$$

SPF_p è l'efficienza del sistema di raffrescamento espressa come fattore di prestazione stagionale in energia primaria;

$SPF_{p_{LOW}}$ è il fattore di prestazione stagionale minimo espresso in energia primaria e basato sull'efficienza dei sistemi di raffrescamento standard (specifiche minime per la progettazione ecocompatibile);

$SPF_{p_{HIGH}}$ è il valore di soglia superiore per il fattore di prestazione stagionale espresso in energia primaria e basato sulle migliori pratiche per il raffrescamento ventilativo naturale utilizzato nel teleraffrescamento ⁽⁴⁾.

3.3. Calcolo della quantità di energia rinnovabile per il raffrescamento utilizzando l' SPF_p standard e misurato*SPF standard e misurato*

I valori standardizzati dell' SPF sono disponibili per i generatori di freddo a compressione di vapore elettrica e per i generatori di freddo a compressione di vapore con motori a combustione in virtù delle specifiche per la progettazione ecocompatibile di cui al regolamento (UE) n. 206/2012 e al regolamento (UE) 2016/2281. Per tali generatori di freddo sono disponibili valori fino a 2 MW per il raffrescamento a fini di benessere e fino a 1,5 MW per il raffrescamento dei processi. Non sono disponibili valori standard per altre tecnologie e scale di capacità. Per quanto riguarda il teleraffrescamento, non sono disponibili valori standard ma sono utilizzate misurazioni che consentono di calcolare i valori dell' SPF almeno su base annua.

⁽¹⁾ Nel caso in cui le reali condizioni operative dei generatori di freddo portino a valori di SPF notevolmente inferiori a quelli previsti in condizioni standard, a causa di disposizioni diverse in materia di installazione, gli Stati membri possono escludere tali sistemi dall'ambito di applicazione della definizione di raffrescamento da fonti rinnovabili (ad esempio, un generatore di freddo raffreddato ad acqua che utilizza un refrigerante a secco anziché una torre di raffreddamento per emettere calore nell'aria ambiente).

⁽²⁾ Regolamento (UE) n. 206/2012 della Commissione, del 6 marzo 2012, recante modalità di applicazione della direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in merito alle specifiche per la progettazione ecocompatibile dei condizionatori d'aria e dei ventilatori (GU L 72 del 10.3.2012, pag. 7).

⁽³⁾ Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 210).

⁽⁴⁾ ENER/C1/2018-493, *Renewable cooling under the revised Renewable Energy Directive*, Politecnico di Vienna, 2021.

▼ M1

Per calcolare la quantità di raffrescamento rinnovabile, possono essere utilizzati i valori standard dell'SPF, se disponibili. Se non sono disponibili valori standard o se la misurazione è una prassi standard, si utilizzano i valori dell'SPF misurati, distinti in base ai valori di soglia della capacità di raffrescamento. Per i generatori di freddo con una capacità di raffrescamento inferiore a 1,5 MW è possibile utilizzare l'SPF standard, mentre l'SPF misurato è utilizzato per il teleraffrescamento, per i generatori di freddo con una capacità di raffreddamento pari o superiore a 1,5 MW e per i generatori di freddo per i quali non sono disponibili valori standard.

Inoltre per tutti i sistemi di raffrescamento privi di SPF standard, comprese tutte le soluzioni di raffrescamento ventilativo naturale e i generatori di freddo ad azionamento termico, è stabilito un SPF misurato al fine di trarre vantaggio dalla metodologia di calcolo per il raffrescamento da fonti rinnovabili.

Definizione dei valori standard dell'SPF

I valori dell'SPF sono espressi in termini di efficienza energetica primaria calcolata utilizzando fattori di energia primaria a norma del regolamento (UE) 2016/2281 per determinare l'efficienza del raffrescamento dello spazio per i diversi tipi di generatori di freddo⁽¹⁾. Il fattore di energia primaria di cui al regolamento (UE) 2016/2281 è calcolato come $1/\eta$, dove η è il rapporto medio tra la produzione lorda totale di energia elettrica e il consumo di energia primaria per la produzione di energia elettrica nell'intera UE. Con la modifica del fattore di base di energia primaria per l'energia elettrica, denominato coefficiente al punto 1) dell'allegato della direttiva (UE) 2018/2002, che modifica la nota 3 nell'allegato IV della direttiva 2012/27/UE, nel calcolo dei valori dell'SPF il fattore di energia primaria pari a 2,5 di cui al regolamento (UE) 2016/2281 è sostituito dal valore 2,1.

Quando i vettori di energia primaria, come il calore o il gas, sono utilizzati come apporto di energia per azionare il generatore di freddo, il fattore di base di energia primaria ($1/\eta$) è pari a 1, in quanto non vi è trasformazione energetica: $\eta = 1$.

Le condizioni operative standard e gli altri parametri necessari per la determinazione dell'SPF sono definiti nel regolamento (UE) 2016/2281 e nel regolamento (UE) n. 206/2012, a seconda della categoria di generatore di freddo. Le condizioni limite sono quelle definite nella norma EN14511.

Per i generatori di freddo reversibili (pompe di calore reversibili), che sono esclusi dall'ambito di applicazione del regolamento (UE) 2016/2281 in quanto la loro funzione di riscaldamento è disciplinata dal regolamento (UE) n. 813/2013 della Commissione⁽²⁾ per quanto riguarda le specifiche per la progettazione ecocompatibile degli apparecchi per il riscaldamento d'ambiente e degli apparecchi di riscaldamento misti, si applica lo stesso calcolo dell'SPF definito per generatori di freddo non reversibili simili nel regolamento (UE) 2016/2281.

Ad esempio, per i generatori di freddo a compressione di vapore elettrica, l'SPF_p è definito come segue (l'indice *p* è utilizzato per indicare che l'SPF è definito in termini di energia primaria):

⁽¹⁾ SPF_p è identico a $\eta_{s,c}$ definito nel regolamento (UE) 2016/2281.

⁽²⁾ Regolamento (UE) n. 813/2013 della Commissione, del 2 agosto 2013, recante modalità di applicazione della direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in merito alle specifiche per la progettazione ecocompatibile degli apparecchi per il riscaldamento d'ambiente e degli apparecchi di riscaldamento misti (GU L 239 del 6.9.2013, pag. 136).

▼ **M1**

— per il raffrescamento dello spazio: $SPF_p = \frac{SEER}{\frac{1}{\eta}} - F(1) - F(2)$

— per il raffrescamento dei processi: $SPF_p = \frac{SEPR}{\frac{1}{\eta}} - F(1) - F(2)$

dove:

— SEER e SEPR sono i fattori di prestazione stagionale⁽¹⁾ (SEER sta per «*Seasonal Energy Efficiency Ratio*, indice di efficienza energetica stagionale», SEPR sta per «*Seasonal Energy Performance Ratio*, indice di prestazione energetica stagionale») dell'energia finale definita conformemente al regolamento (UE) 2016/2281 e al regolamento (UE) n. 206/2012;

— η è il rapporto medio tra la produzione lorda totale di energia elettrica e il consumo di energia primaria per la produzione di energia elettrica nell'UE ($\eta = 0,475$ e $1/\eta = 2,1$).

F (1) e F (2) sono fattori di correzione ai sensi del regolamento (UE) 2016/2281 e della comunicazione della Commissione connessa. Tali fattori non si applicano al raffrescamento del processo di cui al regolamento (UE) 2016/2281, in quanto i parametri di misurazione dell'energia finale SEPR sono utilizzati direttamente. In mancanza di valori adattati, per la conversione del SEPR si applicano gli stessi valori utilizzati per la conversione del SEER.

Condizioni limite dell'SPF

Per definire l'SPF del generatore di freddo si applicano le condizioni limite dell'SPF definite nel regolamento (UE) 2016/2281 e nel regolamento (UE) n. 206/2012. Nel caso dei generatori di freddo acqua-aria e acqua-acqua, l'apporto di energia necessario per rendere disponibile la fonte di freddo è incluso tramite il fattore di correzione F (2). Le condizioni limite dell'SPF sono illustrate nella figura 1. Tali condizioni limite si applicano a tutti i sistemi di raffrescamento, sia ventilativi naturali che contenenti generatori di freddo.

Dette condizioni limite sono simili a quelle per le pompe di calore (utilizzate in modalità di riscaldamento) di cui alla decisione 2013/114/UE della Commissione⁽²⁾. La differenza è che per le pompe di calore il consumo di energia elettrica corrispondente al consumo ausiliario di energia (modi termostato spento, stand-by, spento e riscaldamento del carter) non è preso in considerazione ai fini della valutazione dell'SPF. Tuttavia, poiché nel caso del raffrescamento saranno utilizzati sia i valori standard dell'SPF sia quelli misurati, e dato che nell'SPF misurato si tiene conto del consumo ausiliario di energia, è necessario includere il consumo ausiliario di energia in entrambe le situazioni.

Per il teleraffrescamento, le perdite di freddo dovute alla distribuzione e il consumo elettrico della pompa di distribuzione tra l'impianto di raffrescamento e la sottostazione del cliente non sono inclusi nella stima dell'SPF.

⁽¹⁾ La parte 1 dello studio ENER/C1/2018-493 *Cooling Technologies Overview and Market Share* fornisce definizioni più dettagliate ed equazioni per tali parametri al capitolo 1.5 *Energy efficiency metrics of state-of-the-art cooling systems*.

⁽²⁾ Decisione della Commissione, del 1° marzo 2013, che stabilisce gli orientamenti relativi al calcolo da parte degli Stati membri della quota di energia da fonti rinnovabili prodotta a partire da pompe di calore per le diverse tecnologie a pompa di calore a norma dell'articolo 5 della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 62 del 6.3.2013, pag. 27).

▼ **M1**

Nel caso di sistemi di raffrescamento ad aria che garantiscono anche la funzione di ventilazione, non si tiene conto del raffrescamento erogato dovuto al flusso d'aria della ventilazione. Il consumo del ventilatore necessario alla ventilazione è scartato in proporzione al rapporto tra il flusso d'aria della ventilazione e il flusso d'aria del raffrescamento.

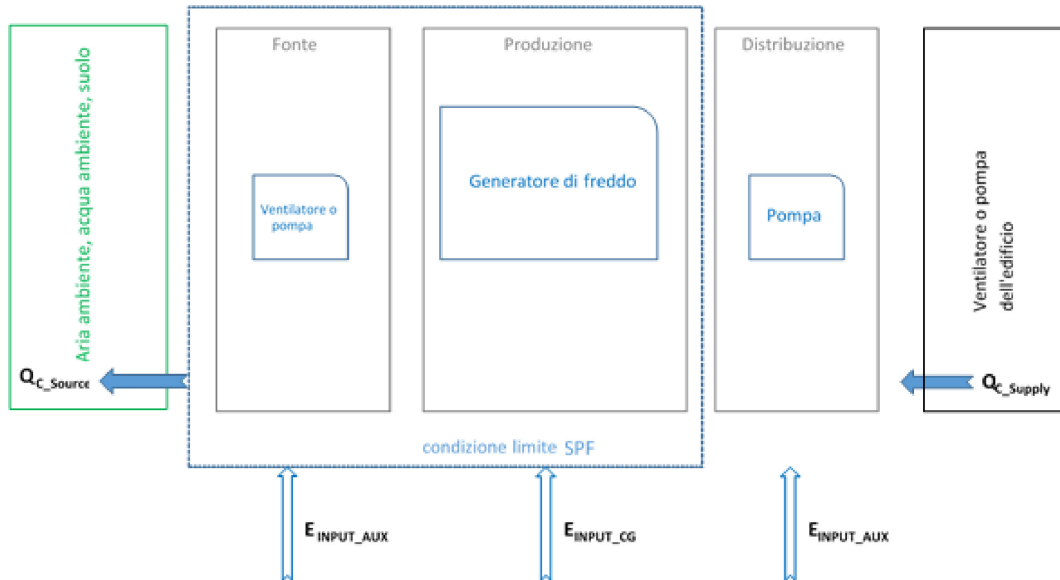


Figura 1: illustrazione delle condizioni limite dell'SPF per il generatore di freddo che utilizza l'SPF standard e il teleraffrescamento (e altri sistemi di raffrescamento di grandi dimensioni che utilizzano l'SPF misurato), dove E_{INPUT_AUX} è l'apporto di energia al ventilatore e/o alla pompa e E_{INPUT_CG} l'apporto di energia al generatore di freddo.

Nel caso di sistemi di raffrescamento ad aria con recupero interno del freddo, non si tiene conto del raffrescamento erogato dovuto al recupero di freddo. Il consumo del ventilatore necessario allo scambiatore di calore per il recupero di freddo è scartato in proporzione al rapporto tra le perdite di pressione dovute allo scambiatore di calore per il recupero di freddo e le perdite totali di pressione del sistema di raffrescamento ad aria.

3.4. Calcolo con valori standard

È possibile utilizzare un metodo semplificato per i sistemi di raffrescamento individuali con capacità inferiore a 1,5 MW, per i quali è disponibile un valore SPF standard, per stimare l'energia totale di raffrescamento erogata.

Secondo il metodo semplificato, l'energia di raffrescamento erogata dal sistema di raffrescamento (Q_{C_supply}) è la capacità nominale di raffrescamento (P_C) moltiplicata per il numero di ore equivalenti a pieno regime ($EFLH$). Si può utilizzare un unico valore relativo ai gradi-giorno di raffrescamento (*Cooling Degree Days*, CDD) per un intero paese o valori distinti per diverse zone climatiche, a condizione che per tali zone siano disponibili capacità nominali e SPF.

Per il calcolo di $EFLH$ possono essere utilizzati i seguenti metodi predefiniti:

- per il raffrescamento dello spazio nel settore residenziale: $EFLH = 96 + 0,85 * CDD$
- per il raffrescamento dello spazio nel settore terziario: $EFLH = 475 + 0,49 * CDD$
- per il raffrescamento dei processi: $EFLH = \tau_s * (7300 + 0,32 * CDD)$

▼ **M1**

dove:

τ_s è il fattore di attività che tiene conto del tempo di funzionamento di processi specifici (ad esempio, tutto l'anno $\tau_s = 1$, fine settimana esclusi $\tau_s = 5/7$). Non esiste un valore predefinito.

3.4.1. *Calcolo con valori misurati*

Il raffrescamento da fonti rinnovabili dei sistemi per i quali non esistono valori standard, dei sistemi di raffrescamento con capacità superiore a 1,5 MW e dei sistemi di teleraffrescamento si calcola sulla base delle misurazioni seguenti.

Apporto di energia misurato: l'apporto energetico misurato comprende tutte le fonti di energia per il sistema di raffrescamento, compreso qualsiasi generatore di freddo, ad esempio energia elettrica, gas, calore ecc. Comprende inoltre pompe e ventilatori ausiliari usati nel sistema di raffrescamento, ma non per la distribuzione del raffrescamento a un edificio o a un processo. Nel caso del raffrescamento ad aria con funzione di ventilazione, solo l'apporto aggiuntivo di energia dovuto al raffrescamento è incluso nell'apporto di energia del sistema di raffrescamento.

Fornitura di energia di raffrescamento misurata: la fornitura di energia di raffrescamento è misurata come la potenza erogata dal sistema di raffrescamento sottraendo eventuali perdite di freddo al fine di stimare la fornitura netta di energia di raffrescamento all'edificio o al processo, inteso come l'«utente finale» del raffrescamento. Le perdite di freddo comprendono le perdite in un sistema di teleraffrescamento e nel sistema di distribuzione del raffrescamento in un edificio o in un sito industriale. In caso di raffrescamento ad aria con funzione di ventilazione, la fornitura di energia di raffrescamento è al netto dell'effetto dell'immissione di aria fresca a fini di ventilazione.

Le misurazioni devono essere effettuate per l'anno specifico oggetto di rendicontazione, vale a dire tutto l'apporto di energia e tutta l'energia di raffrescamento erogata per l'intero anno.

3.4.2. *Teleraffrescamento: requisiti supplementari*

Per i sistemi di teleraffrescamento si tiene conto della quantità netta di raffrescamento erogato a livello di cliente al momento di definire il raffrescamento netto erogato, indicato come $Q_{C_Supply_net}$. Le perdite termiche che si verificano nella rete di distribuzione (Q_{C_LOSS}) sono dedotte dalla quantità lorda di raffrescamento erogato ($Q_{C_Supply_gross}$) come segue:

$$Q_{C_Supply_net} = Q_{C_Supply_gross} - Q_{C_LOSS}$$

3.4.2.1. *Divisione in sottosistemi*

I sistemi di teleraffrescamento possono essere suddivisi in sottosistemi che comprendono almeno un generatore di freddo o un sistema di raffrescamento ventilativo naturale. Ciò richiede la misurazione della fornitura di energia di raffrescamento e dell'apporto di energia per ciascun sottosistema, nonché la ripartizione delle perdite di freddo per sottosistema come segue:

$$Q_{C_Supply_net_i} = Q_{C_Supply_gross_i} \times \left(1 - \frac{Q_{C_LOSS}}{\sum_{i=1}^n Q_{C_Supply_gross_i}} \right)$$

3.4.2.2. *Dispositivi ausiliari*

Se si suddivide un sistema di raffrescamento in sottosistemi, in questi ultimi sono inclusi anche i dispositivi ausiliari (ad esempio, comandi, pompe e ventilatori) dei generatori di freddo e/o dei sistemi di raffrescamento ventilativo naturale. Non si tiene conto dell'energia ausiliaria corrispondente alla distribuzione del raffrescamento all'interno dell'edificio, come ad esempio pompe secondarie e stazioni terminali (ventilconvettori, ventilatori delle unità di trattamento dell'aria).

▼ **M1**

Per i dispositivi ausiliari che non possono essere assegnati a un sottosistema specifico, come ad esempio le pompe per reti di teleraffrescamento che forniscono l'energia di raffrescamento erogata da tutti i generatori di freddo, il consumo di energia primaria ad essi relativo è assegnato a ciascun sottosistema di raffrescamento in proporzione all'energia di raffrescamento fornita dai generatori di freddo e/o dai sistemi di raffrescamento ventilativo naturale di ciascun sottosistema, come anche per le perdite di freddo nella rete, come segue:

$$E_{INPUT_AUX_i} = E_{INPUT_AUX1_i} + E_{INPUT_AUX2} * \frac{Q_{C_Supply_net_i}}{\sum_{i=1}^n Q_{C_Supply_net_i}}$$

dove:

$E_{INPUT_AUX1_i}$ è il consumo ausiliario di energia del sottosistema «i»;

E_{INPUT_AUX2} è il consumo ausiliario di energia dell'intero sistema di raffrescamento che non può essere assegnato a un sottosistema di raffrescamento specifico.

3.5. **Calcolo della quantità di energia rinnovabile per il raffrescamento relativamente alle quote complessive di energia rinnovabile e alle quote di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento**

Per il calcolo delle quote complessive di energia rinnovabile, la quantità di energia rinnovabile per il raffrescamento è aggiunta sia al numeratore «consumo finale lordo di energia da fonti energetiche rinnovabili» sia al denominatore «consumo finale lordo di energia».

Per il calcolo delle quote di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento, la quantità di energia rinnovabile per il raffrescamento è aggiunta sia al numeratore «consumo finale lordo di energia da fonti energetiche rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento» sia al denominatore «consumo finale lordo di energia per il riscaldamento e il raffrescamento».

3.6. **Guida allo sviluppo di metodologie e calcoli più accurati**

La prassi per cui gli Stati membri effettuano le proprie stime dei parametri SPF (*Seasonal Performance Factor*, fattore di prestazione stagionale) e EFLH (*equivalent full load hours*, ore equivalenti a pieno regime) è prevista e incoraggiata. Gli approcci nazionali/regionali devono basarsi su ipotesi precise ed esempi rappresentativi di portata sufficiente, in modo da ottenere una stima decisamente migliore dell'energia rinnovabile rispetto alle stime ottenute con la metodologia stabilita nel presente atto delegato. Tali metodologie perfezionate possono basarsi su un calcolo dettagliato fondato su dati tecnici che tengano conto, tra i vari elementi, dell'anno e della qualità dell'installazione, del tipo di compressore e delle dimensioni della macchina, della modalità di funzionamento, del sistema di distribuzione, dei generatori in cascata e del clima della regione. Gli Stati membri che si servono di metodologie e/o valori alternativi li trasmettono alla Commissione corredati di una relazione illustrativa. Se necessario la Commissione provvederà a tradurre i documenti e a pubblicarli sulla propria piattaforma per la trasparenza.



ALLEGATO VIII

PARTE A. EMISSIONI STIMATE PROVVISORIE DERIVANTI DAL CAMBIAMENTO INDIRETTO DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI PER LA PRODUZIONE DELLE MATERIE PRIME DA CUI RICAVARE BIOCARBURANTI, BIOLIQUIDI E COMBUSTIBILI DA BIOMASSA (g CO₂eq/MJ) ⁽¹⁾

Gruppo di materie prime	Media ⁽²⁾	Intervallo interpercentile derivato dall'analisi di sensibilità ⁽³⁾
Cereali e altre amidacee	12	da 8 a 16
Zuccheri	13	da 4 a 17
Colture oleaginose	55	da 33 a 66

PARTE B. BIOCARBURANTI, BIOLIQUIDI E COMBUSTIBILI DA BIOMASSA PER CUI LE EMISSIONI STIMATE ASSOCIATE AL CAMBIAMENTO INDIRETTO DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI SONO CONSIDERATE PARI A ZERO

Le emissioni stimate associate al cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni sono considerate pari a zero per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire dalle seguenti categorie di materie prime:

- 1) materie prime non elencate nella parte A del presente allegato;
- 2) materie prime la cui produzione ha portato al cambiamento diretto della destinazione d'uso dei terreni, vale a dire al passaggio da una delle seguenti categorie IPCC per la copertura del suolo: terreni forestali, terreni erbosi, zone umide, insediamenti o altri tipi di terreno a terreni coltivati o colture perenni ⁽⁴⁾. In tal caso occorre calcolare un valore di emissione associato al cambiamento diretto della destinazione d'uso dei terreni (e_i) in conformità dell'allegato V, parte C, punto 7.

⁽¹⁾ I valori medi qui riportati rappresentano una media ponderata dei valori delle materie prime modellizzati singolarmente. L'entità dei valori nell'allegato è correlata ad una serie di ipotesi (quali il trattamento dei coprodotti, l'evoluzione del rendimento, gli stock di carbonio e la delocalizzazione di altri prodotti di base) utilizzate nei modelli economici elaborati per la relativa stima. Benché non sia quindi possibile caratterizzare pienamente il margine di incertezza associato a tali stime, è stata realizzata un'analisi di sensibilità dei risultati sulla base della variazione aleatoria di parametri chiave, la cosiddetta analisi Monte Carlo.

⁽²⁾ I valori medi qui riportati rappresentano una media ponderata dei valori delle materie prime modellizzati singolarmente.

⁽³⁾ L'intervallo qui riportato riflette il 90 % dei risultati utilizzando i valori del 5° e del 95° percentile derivati dall'analisi. Il 5° percentile indica un valore al di sotto del quale è risultato il 5 % delle osservazioni (vale a dire il 5 % dei dati totali utilizzati ha mostrato risultati inferiori a 8, 4 e 33 g CO₂eq/MJ). Il 95° percentile indica un valore al di sotto del quale è risultato il 95 % delle osservazioni (vale a dire il 5 % dei dati totali utilizzati ha mostrato risultati superiori a 16, 17 e 66 g CO₂eq/MJ).

⁽⁴⁾ Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.

▼B*ALLEGATO IX*

Parte A. ► **M2** Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati: ◀

- a) Alghe, se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori;
- b) Frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio di cui all'articolo 11, paragrafo 2, lettera a), della direttiva 2008/98/CE;
- c) Rifiuto organico come definito all'articolo 3, punto 4), della direttiva 2008/98/CE, proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'articolo 3, punto 11), della stessa direttiva;
- d) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura, ed escluse le materie prime elencate nella parte B del presente allegato;
- e) Paglia;
- f) Concime animale e fanghi di depurazione;
- g) Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti;
- h) Pece di tallolio;
- i) Glicerina grezza;
- j) Bagasse;
- k) Vinacce e fecce di vino;
- l) Gusci;
- m) Pule;
- n) Tutoli ripuliti dei grani di mais;
- o) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale, vale a dire corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio;
- p) Altre materie cellulosiche di origine non alimentare;
- q) Altre materie ligno-cellulosiche, eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura.

Parte B. ► **M2** Materie prime per la produzione di biocarburanti e biogas per il trasporto il cui contributo al conseguimento degli obiettivi di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, lettera a), è limitato: ◀

- a) Olio da cucina usato.
- b) Grassi animali classificati di categorie 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009.



ALLEGATO X

PARTE A

Direttiva abrogata e sue modificazioni successive (di cui all'articolo 37)

Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16)	
Direttiva 2013/18/UE del Consiglio (GU L 158 del 10.6.2013, pag. 230)	
Direttiva (UE) 2015/1513 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 239 del 15.9.2015, pag. 1)	limitatamente all'articolo 2

PARTE B

Termini per il recepimento nel diritto nazionale

(di cui all'articolo 36)

Direttiva	Termine di recepimento
2009/28/CE	25 giugno 2009
2013/18/UE	1 luglio 2013
(UE) 2015/1513	10 settembre 2017



ALLEGATO XI

Tavola di concordanza

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 1	Articolo 1
Articolo 2, primo comma	Articolo 2, primo comma
Articolo 2, secondo comma, parte introduttiva	Articolo 2, secondo comma, parte introduttiva
Articolo 2, secondo comma, lettera a)	Articolo 2, secondo comma, punto 1)
Articolo 2, secondo comma, lettera b)	—
—	Articolo 2, secondo comma, punto 2)
Articolo 2, secondo comma, lettera c)	Articolo 2, secondo comma, punto 3)
Articolo 2, secondo comma, lettera d)	—
Articolo 2, secondo comma, lettere e), f), g), h), i), j), k), l), m), n), o), p), q), r), s), t), u), v) e w)	Articolo 2, secondo comma, punti 2), 4), 19), 32), 33), 12), 5), 6), 45), 46), 47), 23), 39), 41), 42), 43), 36), 44) e 37)
—	Articolo 2, secondo comma, punti 7), 8), 9), 10), 11), 13), 14), 15), 16), 17), 18), 20), 21), 22), 25), 26), 27), 28), 29), 30), 31), 34), 35), 38) e 40)
Articolo 3	—
—	Articolo 3
Articolo 4	—
—	Articolo 4
—	Articolo 5
—	Articolo 6
Articolo 5, paragrafo 1	Articolo 7, paragrafo 1
Articolo 5, paragrafo 2	—
Articolo 5, paragrafo 3	Articolo 7, paragrafo 2
Articolo 5, paragrafo 4, primo, secondo, terzo e quarto comma	Articolo 7, paragrafo 3, primo, secondo, terzo e quarto comma
—	Articolo 7, paragrafo 3, quinto e sesto comma
—	Articolo 7, paragrafo 4
Articolo 5, paragrafo 5	Articolo 27, paragrafo 1, primo comma, lettera c)
Articolo 5, paragrafi 6 e 7	Articolo 7 paragrafi 5 e 6
Articolo 6, paragrafo 1	Articolo 8, paragrafo 1
—	Articolo 8, paragrafi 2 e 3
Articolo 6, paragrafi 2 e 3	Articolo 8, paragrafi 4 e 5
Articolo 7, paragrafi 1, 2, 3, 4 e 5	Articolo 9, paragrafi 1, 2, 3, 4 e 5
—	Articolo 9, paragrafo 6
Articolo 8	Articolo 10

▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 9, paragrafo 1	Articolo 11, paragrafo 1
Articolo 9 paragrafo 2, primo comma, lettere a), b e c)	Articolo 11, paragrafo 2, primo comma, lettere a), b), e c)
—	Articolo 11, paragrafo 2, primo comma, lettera d)
Articolo 10	Articolo 12
Articolo 11, paragrafi 1, 2 e 3	Articolo 13, paragrafi 1, 2 e 3
—	Articolo 13, paragrafo 4
Articolo 12	Articolo 14
Articolo 13, paragrafo 1, primo comma	Articolo 15, paragrafo 1, primo comma
Articolo 13, paragrafo 1, secondo comma	Articolo 15, paragrafo 1, secondo comma
Articolo 13, paragrafo 1, secondo comma, lettere a) e b)	—
Articolo 13, paragrafo 1, secondo comma, lettere c), d), e) e f)	Articolo 15, paragrafo 1, secondo comma, lettere a), b), c) e d)
Articolo 13, paragrafo 2, paragrafi 2, 3, 4 e 5	Articolo 15, paragrafi 2, 3, 4 e 5
Articolo 13, paragrafo 6, primo comma	Articolo 15, paragrafo 6, primo comma
Articolo 13, paragrafo 6, secondo, terzo, quarto e quinto comma	—
—	Articolo 15, paragrafi 7 e 8
—	Articolo 16
—	Articolo 17
Articolo 14	Articolo 18
Articolo 15, paragrafo 1	Articolo 19, paragrafo 1
Articolo 15, paragrafo 2, primo, secondo e terzo comma	Articolo 19, paragrafo 2, primo, secondo e terzo comma
—	Articolo 19, paragrafo 2, quarto e quinto comma
Articolo 15, paragrafo 2, quarto comma	Articolo 19, paragrafo 2, sesto comma
Articolo 15, paragrafo 3	—
—	Articolo 19 paragrafi 3 e 4
Articolo 15, paragrafi 4 e 5	Articolo 19, paragrafi 5 e 6
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettera a)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera a)
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettera b), punto i)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera b), punto i)

▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
—	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera b), punto ii)
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettera b), punto ii)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera b), punto iii)
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettere c), d), e) ed f)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettere c), d), e) ed f)
—	Articolo 19, paragrafo 7, secondo comma
Articolo 15, paragrafo 7	Articolo 19, paragrafo 8
Articolo 15, paragrafo 8	—
Articolo 15, paragrafi 9 e 10	Articolo 19, paragrafi 9 e 10
—	Articolo 19, paragrafo 11
Articolo 15, paragrafo 11	Articolo 19, paragrafo 12
Articolo 1, paragrafo 12	—
—	Articolo 19, paragrafo 13
Articolo 16, paragrafi 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8	—
Articolo 16, paragrafi 9, 10 e 11	Articolo 20, paragrafi 1, 2 e 3
—	Articolo 21
—	Articolo 22
—	Articolo 23
—	Articolo 24
—	Articolo 25
—	Articolo 26
—	Articolo 27
—	Articolo 28
Articolo 17, paragrafo 1, primo e secondo comma	Articolo 29, paragrafo 1, primo e secondo comma
—	Articolo 29, paragrafo 1, terzo, quarto e quinto comma
Articolo 17, paragrafo 2, primo e secondo comma	—
Articolo 17, paragrafo 2, terzo comma	Articolo 29, paragrafo 10, terzo comma
Articolo 17, paragrafo 3, primo comma, lettera a)	Articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera a)
—	Articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera b)
Articolo 17, paragrafo 3, primo comma, lettere b) e c)	Articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettere c) e d)
—	Articolo 29, paragrafo 3, secondo comma
Articolo 17, paragrafo 4	Articolo 29, paragrafo 4
Articolo 17, paragrafo 5	Articolo 29, paragrafo 5

▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 17, paragrafi 6 e 7	—
—	Articolo 29, paragrafi 6, 7, 8, 9, 10 e 11
Articolo 17, paragrafo 8	Articolo 29, paragrafo 12
Articolo 17, paragrafo 9	—
—	Articolo 29, paragrafi 13 e 14
Articolo 18, paragrafo 1, primo comma	Articolo 30, paragrafo 1, primo comma
Articolo 18, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c)	Articolo 30, paragrafo 1, lettere a), c) e d)
—	Articolo 30, paragrafo 1, primo comma, lettera b)
—	Articolo 30, paragrafo 1, secondo comma
Articolo 18, paragrafo 2	—
—	Articolo 30, paragrafo 2
Articolo 18, paragrafo 3, primo comma	Articolo 30, paragrafo 3, primo comma
Articolo 18, paragrafo 3, secondo e terzo comma	—
Articolo 18, paragrafo 3, quarto e quinto comma	Articolo 30, paragrafo 3, secondo e terzo comma
Articolo 18, paragrafo 4, primo comma	—
Articolo 18, paragrafo 4, secondo e terzo comma	Articolo 30, paragrafo 4, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 4, quarto comma	—
Articolo 18, paragrafo 5, primo e secondo comma	Articolo 30, paragrafo 7, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 5, terzo comma	Articolo 30, paragrafo 8, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 5, quarto comma	Articolo 30, paragrafo 5, terzo comma
—	Articolo 30, paragrafo 6, primo comma
Articolo 18, paragrafo 5, quinto comma	Articolo 30, paragrafo 6, secondo comma
Articolo 18, paragrafo 6, primo e secondo comma	Articolo 30, paragrafo 5, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 6, terzo comma	—
Articolo 18, paragrafo 6, quarto comma	Articolo 30, paragrafo 6, terzo comma
—	Articolo 30, paragrafo 6, quarto comma
Articolo 18, paragrafo 6, quinto comma	Articolo 30, paragrafo 6, quinto comma
Articolo 18, paragrafo 7	Articolo 30, paragrafo 9, primo comma
—	Articolo 30, paragrafo 9, secondo comma

▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 18, paragrafi 8 e 9	—
—	Articolo 30, paragrafo 10
Articolo 19, paragrafo 1, primo comma	Articolo 31, paragrafo 1, primo comma
Articolo 19, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c)	Articolo 31, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c)
—	Articolo 31, paragrafo 1, primo comma, lettera d)
Articolo 19, paragrafi 2, 3 e 4	Articolo 31, paragrafi 2, 3 e 4
Articolo 19, paragrafo 5	—
Articolo 19, paragrafo 7, primo comma	Articolo 31, paragrafo 5, primo comma
Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, primo, secondo, terzo e quarto trattino	—
Articolo 19, paragrafo 7, secondo e terzo comma	Articolo 31, paragrafo 5, secondo e terzo comma
Articolo 19, paragrafo 8	Articolo 31, paragrafo 6
Articolo 20	Articolo 32
Articolo 22	—
Articolo 23, paragrafi 1 e 2	Articolo 33, paragrafi 1 e 2
Articolo 23, paragrafi 3, 4, 6, 7 e 8	—
Articolo 23, paragrafo 9	Articolo 33, paragrafo 3
Articolo 23, paragrafo 10	Articolo 33, paragrafo 4
Articolo 24	—
Articolo 25, paragrafo 1	Articolo 34, paragrafo 1
Articolo 25, paragrafo 2	Articolo 34, paragrafo 2
Articolo 25, paragrafo 3	Articolo 34, paragrafo 3
articolo 25 bis, paragrafo 1	Articolo 35, paragrafo 1,
Articolo 25 bis, paragrafo 2	Articolo 35, paragrafi 2 e 3
Articolo 25 bis, paragrafo 3	Articolo 35, paragrafo 4
—	Articolo 35, paragrafo 5
Articolo 25 bis, paragrafi 4 e 5	Articolo 35, paragrafi 6 e 7
Articolo 26	—
Articolo 27	Articolo 36
—	Articolo 37
Articolo 28	Articolo 38
Articolo 29	Articolo 39
Allegato I	Allegato I
Allegato II	Allegato II
Allegato III	Allegato III
Allegato IV	Allegato IV
Allegato V	Allegato V
Allegato VI	—
—	Allegato VI
Allegato VII	Allegato VII
Allegato VIII	Allegato VIII
Allegato IX	Allegato IX
—	Allegato X
—	Allegato XI