

7/10/2021



**POSIZIONE SULLO SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO RECANTE ATTUAZIONE  
DELLA DIRETTIVA 2018/2001 (UE) DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,  
DELL'11 DICEMBRE 2018, SULLA "PROMOZIONE DELL' USO DELL'ENERGIA DA FONTI  
RINNOVABILI"**

**Intesa, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera a), della legge 22 aprile 2021, n. 53**

*Punto 10) O.d.g. Conferenza Unificata*

La Conferenza delle Regioni e delle Province autonome esprime l'intesa condizionata all'accoglimento delle proposte emendative approvate, ivi comprese quelle già dichiarate accoglibili dal Mite in sede tecnica, tutte evidenziate nell'allegato.

Inoltre la Conferenza propone l'inserimento del seguente emendamento:  
all'articolo 20, dopo il comma 5, inserire il seguente: «5-bis. Gli impianti agrovoltaici e gli impianti solari fotovoltaici possono essere collocati a terra su aree con destinazione agricola da parte dello stesso imprenditore agricolo che abbia la disponibilità del suolo e la titolarità dell'impianto in una percentuale non superiore al 5 per cento della superficie agricola utilizzata».

Roma, 7 ottobre 2021

TESTO	EMENDAMENTI
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 2 (Definizioni)</b></p> <p>I. Ai fini del presente decreto si applicano le definizioni di cui al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nonché al decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:</p> <p>a) "energia da fonti rinnovabili" oppure "energia rinnovabile": energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, termico e fotovoltaico, e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;</p> <p>b) "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;</p> <p>c) "energia geotermica": energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;</p> <p>d) "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 energetico per la produzione di energia elettrica, di calore e di carburante per il trasporto, e le perdite di energia elettrica e di calore con la distribuzione e la trasmissione;</p> <p>e) "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;</p> <p>f) "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;</p> <p>g) "PMI": microimprese, piccole imprese o medie imprese quali definite all'articolo 2 dell'Allegato della raccomandazione 2003/361/CE della Commissione europea;</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 2 (Definizioni)</b></p> <p>I. Ai fini del presente decreto si applicano le definizioni di cui al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nonché al decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:</p> <p>a) "energia da fonti rinnovabili" oppure "energia rinnovabile": energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, termico e fotovoltaico, e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;</p> <p>b) "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;</p> <p>c) "energia geotermica": energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;</p> <p>d) "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 energetico per la produzione di energia elettrica, di calore e di carburante per il trasporto, e le perdite di energia elettrica e di calore con la distribuzione e la trasmissione;</p> <p>e) "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;</p> <p>f) "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;</p> <p>g) "PMI": microimprese, piccole imprese o medie imprese quali definite all'articolo 2 dell'Allegato della raccomandazione 2003/361/CE della Commissione europea;</p>



<p>h) "calore e freddo di scarto": calore o 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;</p> <p>i) "revisione della potenza dell'impianto" o "repowering": 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;</p> <p>l) "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;</p> <p>m) "mix energetico residuale": il mix energetico totale annuo di uno Stato membro, al netto della quota rappresentata dalle garanzie di origine annullate;</p> <p>n) "autoconsumatore di energia rinnovabile": cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto;</p> <p>o) "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente": gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto;</p> <p>p) "comunità di energia rinnovabile" o "comunità energetica rinnovabile": soggetto giuridico che opera nel rispetto di quanto stabilito dall'articolo 31 del presente decreto;</p> <p>q) "energia condivisa": in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato;</p> <p>r) "accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili": 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;</p> <p>s) "scambi tra pari di energia rinnovabile": vendita di energia rinnovabile 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;</p> <p>t) "zona di approvvigionamento": 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;</p>	<p>h) "calore e freddo di scarto": calore o 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;</p> <p>i) "revisione della potenza dell'impianto", "ripotenziamento" o "repowering": 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.</p> <p>l) "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;</p> <p>m) "mix energetico residuale": il mix energetico totale annuo di uno Stato membro, al netto della quota rappresentata dalle garanzie di origine annullate;</p> <p>n) "autoconsumatore di energia rinnovabile": cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto;</p> <p>o) "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente": gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto;</p> <p>p) "comunità di energia rinnovabile" o "comunità energetica rinnovabile": soggetto giuridico che opera nel rispetto di quanto stabilito dall'articolo 31 del presente decreto;</p> <p>q) "energia condivisa": in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato;</p> <p>r) "accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili": 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;</p> <p>s) "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;</p> <p>t) "zona di approvvigionamento": 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;</p>
--	---

<p>u) "rigenerazione forestale": 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;</p> <p>v) "biocarburanti": carburanti liquidi per il trasporto ricavati dalla biomassa;</p> <p>z) "biocarburanti avanzati": biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte A del presente decreto;</p> <p>aa) "biometano": combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas in modo da risultare idoneo per l'immissione in rete gas;</p> <p>bb) "biometano avanzato": biometano prodotto dalle materie prime di cui all'Allegato VIII parte A del presente decreto;</p> <p>cc) "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 42 del presente decreto;</p> <p>dd) "biogas": combustibile gassoso prodotto dalle biomasse;</p> <p>ee) "bioliquidi": combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento, prodotti a partire dalla biomassa;</p> <p>ff) "biomassa": 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;</p> <p>gg) "biomassa agricola": biomassa risultante dall'agricoltura;</p> <p>hh) "biomassa forestale": biomassa risultante dalla silvicoltura;</p> <p>ii) "carburanti da carbonio riciclato": combustibili liquidi e gassosi che sono prodotti da una delle seguenti due categorie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile che non sono idonei al recupero di materia ai sensi dell'articolo 179 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152;</li> <li>2) 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;</li> </ol> <p>ll) "carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto": carburanti liquidi e gassosi utilizzati nel settore del trasporto, diversi da biocarburanti o biogas, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili. Nel caso in cui il contenuto energetico sia attribuibile ad un mix di fonti rinnovabili e non rinnovabili, si considera solo la frazione relativa alle fonti rinnovabili;</p> <p>mm) "colture alimentari e foraggere": colture amidacee, zuccherine o oleaginose</p>	<p>u) "rigenerazione forestale": 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;</p> <p>v) "biocarburanti": carburanti liquidi per il trasporto ricavati dalla biomassa;</p> <p>z) "biocarburanti avanzati": biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte A del presente decreto;</p> <p>aa) "biometano": combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas in modo da risultare idoneo per l'immissione in rete gas;</p> <p>bb) "biometano avanzato": biometano prodotto dalle materie prime di cui all'Allegato VIII parte A del presente decreto;</p> <p>cc) "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 42 del presente decreto;</p> <p>dd) "biogas": combustibile gassoso prodotto dalle biomasse;</p> <p>ee) "bioliquidi": combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento, prodotti a partire dalla biomassa;</p> <p>ff) "biomassa": frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti, sottoprodotti 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;</p> <p>gg) "biomassa agricola": biomassa risultante dall'agricoltura;</p> <p>hh) "biomassa forestale": biomassa risultante dalla silvicoltura;</p> <p>ii) "carburanti da carbonio riciclato": combustibili liquidi e gassosi che sono prodotti da una delle seguenti due categorie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile che non sono idonei al recupero di materia ai sensi dell'articolo 179 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152;</li> <li>2) 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;</li> </ol> <p>ll) "carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto": carburanti liquidi e gassosi utilizzati nel settore del trasporto, diversi da biocarburanti o biogas, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili. Nel caso in cui il contenuto energetico sia attribuibile ad un mix di fonti rinnovabili e non rinnovabili, si considera solo la frazione relativa alle fonti rinnovabili;</p> <p>mm) "colture alimentari e foraggere": colture amidacee, zuccherine o oleaginose</p>
---	--



<p>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;</p> <p>nn) "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 colocalia e la xantosoma;</p> <p>oo) "combustibili da biomassa": combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;</p> <p>pp) "fornitore di combustibile": soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sui prodotti energetici che immette in consumo per l'azionamento dei veicoli e dei mezzi di trasporto ferroviario nonché il soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica destinata al consumo nel sistema stradale e ferroviario;</p> <p>qq) "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;</p> <p>rr) "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;</p> <p>ss) "PNIEC": Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018;</p> <p>tt) "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;</p> <p>uu) "residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura": residui generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;</p> <p>vv) "rifiuti": rifiuto quale definito all'articolo 183, comma 1, lettera a) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 escluse le sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione;</p> <p>zz) "rifiuti organici": rifiuti organici quali definiti all'articolo 183, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;</p> <p>aaa) "centrali ibride": centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non</p>	<p>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;</p> <p>nn) "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 colocalia e la xantosoma;</p> <p>oo) "combustibili da biomassa": combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;</p> <p>pp) "fornitore di combustibile": soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sui prodotti energetici che immette in consumo per l'azionamento dei veicoli e dei mezzi di trasporto ferroviario nonché il soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica destinata al consumo nel sistema stradale e ferroviario;</p> <p>qq) "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;</p> <p>rr) "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;</p> <p>ss) "PNIEC": Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018;</p> <p>tt) "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;</p> <p>uu) "residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura": residui generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;</p> <p>vv) "rifiuti": rifiuto quale definito all'articolo 183, comma 1, lettera a) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 escluse le sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione;</p> <p>zz) "rifiuti organici": rifiuti organici quali definiti all'articolo 183, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;</p> <p>aaa) "centrali ibride": centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non</p>
---	---



<p>rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili;</p> <p>bbb) "sistema nazionale di certificazione": sistema nazionale di certificazione di sostenibilità di cui al decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 14 novembre 2019 recante "Istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019;</p> <p>ccc) "sistema volontario di certificazione": sistema per la certificazione di sostenibilità oggetto di una decisione della Commissione europea adottata ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 4 della direttiva (UE) 2018/2001;</p> <p>ddd) "valore reale": 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 VI, parte C, o nell'Allegato VII, parte B del presente decreto;</p> <p>eee) "valore tipico": 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;</p> <p>fff) "valore standard": valore stabilito a partire da un valore tipico applicando fattori predeterminati e che, in circostanze definite ai sensi del presente decreto, può essere utilizzato al posto di un valore reale;</p> <p>ggg) "area idonea": area con un elevato potenziale atto a ospitare l'installazione di impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile, anche all'eventuale ricorrere di determinate condizioni tecnico-localizzative;</p> <p>hhh) "ristrutturazione importante di primo livello": la ristrutturazione importante di primo livello come definita in attuazione dell'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, in materia di applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.</p>	<p>rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili;</p> <p>bbb) "sistema nazionale di certificazione": sistema nazionale di certificazione di sostenibilità di cui al decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 14 novembre 2019 recante "Istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019;</p> <p>ccc) "sistema volontario di certificazione": sistema per la certificazione di sostenibilità oggetto di una decisione della Commissione europea adottata ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 4 della direttiva (UE) 2018/2001;</p> <p>ddd) "valore reale": 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 VI, parte C, o nell'Allegato VII, parte B del presente decreto;</p> <p>eee) "valore tipico": 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;</p> <p>fff) "valore standard": valore stabilito a partire da un valore tipico applicando fattori predeterminati e che, in circostanze definite ai sensi del presente decreto, può essere utilizzato al posto di un valore reale;</p> <p>ggg) "area idonea": area con un elevato potenziale atto a ospitare l'installazione di impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile, anche all'eventuale ricorrere di determinate condizioni tecnico-localizzative;</p> <p>hhh) "ristrutturazione importante di primo livello": la ristrutturazione importante di primo livello come definita in attuazione dell'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, in materia di applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 6</b> <b>(Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso)</b></p> <p>1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, sentite l'ARERA e la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione di cui all'articolo 5, comma 2, nel rispetto dei seguenti ulteriori criteri direttivi:</p> <p>a) le procedure d'asta al ribasso sono riferite a contingenti di potenza, anche riferiti a più tecnologie e specifiche categorie di interventi;</p> <p>b) l'incentivo riconosciuto è quello aggiudicato sulla base dell'asta al ribasso;</p> <p>c) i contingenti resi disponibili ad asta, nonché gli incentivi e i livelli massima di potenza incentivabile sono stabiliti su base quinquennale, al fine di garantire una programmazione che assicuri, congiuntamente alle altre misure stabilite in attuazione del presente decreto, il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'articolo 3;</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 6</b> <b>(Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso)</b></p> <p>1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, sentite l'ARERA e la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione di cui all'articolo 5, comma 2, nel rispetto dei seguenti ulteriori criteri direttivi:</p> <p>a) le procedure d'asta al ribasso sono riferite a contingenti di potenza, anche riferiti a più tecnologie e specifiche categorie di interventi;</p> <p>b) l'incentivo riconosciuto è quello aggiudicato sulla base dell'asta al ribasso;</p> <p>c) i contingenti resi disponibili ad asta, nonché gli incentivi e i livelli massima di potenza incentivabile sono stabiliti su base quinquennale, al fine di garantire una programmazione che assicuri, congiuntamente alle altre misure stabilite in attuazione del presente decreto, il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'articolo 3;</p>



<p>d) per gli impianti che accedono ai meccanismi d'asta, l'incentivo è calcolato come la differenza tra la tariffa spettante aggiudicata e il prezzo di mercato dell'energia elettrica; ove tale differenza risulti negativa, è prevista la restituzione, anche a conguaglio, dei relativi importi;</p> <p>e) le aste hanno luogo con frequenza periodica e possono prevedere meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio;</p> <p>f) sono previsti sistemi di controllo e regolazione delle procedure competitive, al fine di consentire il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 con la massima efficacia ed efficienza. A tal fine, nei casi di significativa divergenza fra la potenza realizzata e quella obiettivo o di sostanziali variazioni del livello dei costi delle tecnologie riscontrabili sul mercato a fronte delle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48, sono individuati algoritmi e condizioni per la calibrazione delle quote di potenza rese disponibili ad asta e del livello degli incentivi a base d'asta; le predette variazioni sono approvate con decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA;</p> <p>g) può essere ridotto il valore minimo di potenza per l'inclusione nei meccanismi di asta, tenendo conto delle specifiche caratteristiche delle diverse tipologie di impianto e della progressiva maturazione delle tecnologie, al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema di incentivazione, ridurre i costi e stimolare la concorrenza;</p> <p>h) per gli impianti di potenza superiore a una soglia minima, fissata in prima applicazione a 10 MW, può essere avviata una fase sperimentale nella quale:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) su richiesta del proponente, il GSE esamina il progetto per via telematica contestualmente allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica e rilascia parere di idoneità all'accesso agli incentivi con tempistiche parallele a quelle del rilascio del provvedimento di autorizzazione unica;</li> <li>2) agli impianti dotati dell'idoneità per la richiesta di incentivo, che presentano domanda di accesso ai meccanismi di asta entro tre mesi dal rilascio della predetta autorizzazione, è richiesta esclusivamente l'offerta economica al ribasso, ferma restando la fissazione di termini per l'entrata in esercizio.</li> </ol>	<p>d) per gli impianti che accedono ai meccanismi d'asta, l'incentivo è calcolato come la differenza tra la tariffa spettante aggiudicata e il prezzo di mercato dell'energia elettrica; ove tale differenza risulti negativa, è prevista la restituzione, anche a conguaglio, dei relativi importi;</p> <p>e) le aste hanno luogo con frequenza periodica e possono prevedere meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio;</p> <p>f) sono previsti sistemi di controllo e regolazione delle procedure competitive, al fine di consentire il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 con la massima efficacia ed efficienza. A tal fine, nei casi di significativa divergenza fra la potenza realizzata e quella obiettivo o di sostanziali variazioni del livello dei costi delle tecnologie riscontrabili sul mercato a fronte delle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48, sono individuati algoritmi e condizioni per la calibrazione delle quote di potenza rese disponibili ad asta e del livello degli incentivi a base d'asta; le predette variazioni sono approvate con decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA;</p> <p>g) può essere ridotto il valore minimo di potenza per l'inclusione nei meccanismi di asta, tenendo conto delle specifiche caratteristiche delle diverse tipologie di impianto e della progressiva maturazione delle tecnologie, al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema di incentivazione, ridurre i costi e stimolare la concorrenza;</p> <p>h) per gli impianti di potenza superiore a una soglia minima, fissata in prima applicazione a 10 MW, può essere avviata una fase sperimentale nella quale:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) su richiesta del proponente, il GSE esamina il progetto per via telematica contestualmente allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica e rilascia parere di idoneità all'accesso agli incentivi con tempistiche parallele a quelle del rilascio del provvedimento di autorizzazione unica;</li> <li>2) agli impianti dotati dell'idoneità per la richiesta di incentivo, che presentano domanda di accesso ai meccanismi di asta entro tre mesi dal rilascio della predetta autorizzazione, è richiesta esclusivamente l'offerta economica al ribasso, ferma restando la fissazione di termini per l'entrata in esercizio.</li> </ol> <p>i) possono accedere ai meccanismi di cui al presente articolo anche gli impianti facenti parte di configurazioni di autoconsumo collettivo o comunità energetiche rinnovabili.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 8</b> <b>(Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia)</b></p> <p>1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con le modalità di cui al comma 9 dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, sono aggiornati i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili sulla base dei seguenti criteri direttivi:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto;</li> <li>b) per autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità</li> </ol>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 8</b> <b>(Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia)</b></p> <p>1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con le modalità di cui al comma 9 dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, sono aggiornati i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW, sulla base dei seguenti criteri direttivi:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto;</li> <li>b) per autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità</li> </ol>



<p>energetiche rinnovabili l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria;</p> <p>c) l'incentivo è erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;</p> <p>d) nei casi di cui alla lettera b) per i quali la condivisione è effettuata sfruttando la rete pubblica di distribuzione, è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), compresa la quota di energia condivisa, e dall'incentivo di cui al presente articolo;</p> <p>e) la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizio e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri;</p> <p>f) l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti, su base quinquennale, in congruenza con il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3.</p> <p>2. Nelle more dell'adozione del decreto di cui al comma 1 continua ad applicarsi il decreto ministeriale adottato in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.</p> <p>3. Con il decreto di cui al comma 1 sono stabilite modalità di transizione e raccordo fra il vecchio e il nuovo regime, al fine di garantire la tutela degli investimenti avviati.</p>	<p>energetiche rinnovabili l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria;</p> <p>c) l'incentivo è erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;</p> <p>d) nei casi di cui alla lettera b) per i quali la condivisione è effettuata sfruttando la rete pubblica di distribuzione, è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), compresa la quota di energia condivisa, e dall'incentivo di cui al presente articolo;</p> <p>e) la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizio e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri;</p> <p>f) l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti, su base quinquennale, in congruenza con il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3.</p> <p>2. Nelle more dell'adozione del decreto di cui al comma 1 continua ad applicarsi il decreto ministeriale adottato in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.</p> <p>3. Con il decreto di cui al comma 1 sono stabilite modalità di transizione e raccordo fra il vecchio e il nuovo regime, al fine di garantire la tutela degli investimenti avviati.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 9</b> <b>(Transizione dai vecchi a nuovi meccanismi di incentivo)</b></p> <p>1. Nei decreti di cui agli articoli 6, 7 e 8 sono definiti tempi e modalità per il raccordo con le procedure di assegnazione degli incentivi attivate in attuazione dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, al fine di garantire continuità nell'erogazione degli incentivi.</p> <p>2. Decorsi novanta giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti di cui al comma 1, il meccanismo dello scambio sul posto è soppresso. I nuovi impianti che entrano in esercizio dopo tale data possono accedere a uno dei meccanismi di cui ai precedenti articoli alle condizioni e secondo le modalità ivi stabilite, ovvero al ritiro dedicato dell'energia di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.</p> <p>3. I decreti di cui al comma 1 stabiliscono altresì i criteri e le modalità per la graduale conversione al meccanismo di cui all'articolo 7 degli impianti in esercizio operanti in scambio sul posto, da attuarsi comunque entro e non oltre il 31 dicembre 2024.</p> <p>4. Al fine di garantire una maggiore efficienza nelle dinamiche di offerta nell'ambito dei meccanismi d'asta e registro di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 luglio 2019, recante "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019, successivamente alla settima procedura e fino all'entrata in vigore dei decreti di cui agli articoli 6 e 7, il GSE organizza ulteriori procedure mettendo a disposizione la potenza residua non assegnata, fino al suo esaurimento, con le modalità previste dall'articolo 20 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019 e tenuto conto di quanto disposto dal comma 5 del presente articolo.</p> <p>5. Per le medesime finalità del comma 4, a decorrere dalla settima procedura:</p> <p>a) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro e</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 9</b> <b>(Transizione dai vecchi a nuovi meccanismi di incentivo)</b></p> <p>1. Nei decreti di cui agli articoli 6, 7 e 8 sono definiti tempi e modalità per il raccordo con le procedure di assegnazione degli incentivi attivate in attuazione dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, al fine di garantire continuità nell'erogazione degli incentivi.</p> <p>2. Decorsi novanta giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti di cui al comma 1, il meccanismo dello scambio sul posto è soppresso. I nuovi impianti che entrano in esercizio dopo tale data possono accedere a uno dei meccanismi di cui ai precedenti articoli alle condizioni e secondo le modalità ivi stabilite, ovvero al ritiro dedicato dell'energia di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.</p> <p>3. I decreti di cui al comma 1 stabiliscono altresì i criteri e le modalità per la graduale conversione al meccanismo di cui all'articolo 7 degli impianti in esercizio operanti in scambio sul posto, da attuarsi <del>comunque entro e non oltre il</del> a decorrere dal 31 dicembre 2024.</p> <p>4. Al fine di garantire una maggiore efficienza nelle dinamiche di offerta nell'ambito dei meccanismi d'asta e registro di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 luglio 2019, recante "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019, successivamente alla settima procedura e fino all'entrata in vigore dei decreti di cui agli articoli 6 e 7, il GSE organizza ulteriori procedure mettendo a disposizione la potenza residua non assegnata, fino al suo esaurimento, con le modalità previste dall'articolo 20 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019 e tenuto conto di quanto disposto dal comma 5 del presente articolo.</p> <p>5. Per le medesime finalità del comma 4, a decorrere dalla settima procedura:</p>





<p>contestualmente eccesso di offerta nella procedura d'asta riferita al medesimo gruppo di impianti, la potenza non assegnata in tale ultima procedura d'asta viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica anche nel caso in cui eccesso di domanda e offerta siano invertiti;</p> <p>b) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro per un gruppo di impianti di nuova realizzazione e contestuale eccesso di offerta nell'ambito delle procedure di registro di un altro gruppo di impianti di nuova realizzazione, la potenza non assegnata in tale ultima procedura viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica per le procedure di asta;</p> <p>c) le quantità di potenza trasferite in applicazione delle lettere a) e b) sono determinate dal GSE a parità di costo indicativo medio annuo degli incentivi.</p> <p>6. Entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, ai fini di dare attuazione a quanto previsto ai commi 4 e 5, il GSE aggiorna le date e i tempi di svolgimento delle sessioni nonché quelle di pubblicazione delle graduatorie, dandone comunicazione sul proprio sito <i>web</i>.</p>	<p>a) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro e contestualmente eccesso di offerta nella procedura d'asta riferita al medesimo gruppo di impianti, la potenza non assegnata in tale ultima procedura d'asta viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica anche nel caso in cui eccesso di domanda e offerta siano invertiti;</p> <p>b) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro per un gruppo di impianti di nuova realizzazione e contestuale eccesso di offerta nell'ambito delle procedure di registro di un altro gruppo di impianti di nuova realizzazione, la potenza non assegnata in tale ultima procedura viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica per le procedure di asta;</p> <p>c) le quantità di potenza trasferite in applicazione delle lettere a) e b) sono determinate dal GSE a parità di costo indicativo medio annuo degli incentivi.</p> <p>6. Entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, ai fini di dare attuazione a quanto previsto ai commi 4 e 5, il GSE aggiorna le date e i tempi di svolgimento delle sessioni nonché quelle di pubblicazione delle graduatorie, dandone comunicazione sul proprio sito <i>web</i>.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 11</b> <b>(Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano)</b></p> <p>1. Il biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale è incentivato secondo una delle seguenti modalità:</p> <p>a) mediante il rilascio di specifici incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso di impianti di produzione di biometano realizzati per l'utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;</p> <p>b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 39, qualora il biometano sia usato per i trasporti;</p> <p>c) mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2. L'ARERA definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.</p> <p>2. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno più decreti del Ministro della transizione ecologica, sono definite le modalità di attuazione del comma 1, prevedendo le condizioni di cumulabilità con altre forme di sostegno, nonché la possibilità di estensione del predetto incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica.</p> <p>3. Per gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione oggetto di riconversione parziale per la produzione di biometano che accedono agli incentivi, la verifica del rispetto dei requisiti previsti per i</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 11</b> <b>(Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano)</b></p> <p><b>01. Il biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale per l'uso nei trasporti è incentivato con il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 39.</b></p> <p>1. Il biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale è incentivato secondo una delle seguenti modalità:</p> <p>a) mediante il rilascio di specifici incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso di impianti di produzione di biometano realizzati per l'utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento, <b>anche con riguardo alle configurazioni nelle quali i cascami termici siano utilizzati per alimentare reti di teleriscaldamento e reti calore;</b></p> <p>b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 39, qualora il biometano sia usato per i trasporti;</p> <p>c) mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2. L'ARERA definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.</p> <p>2. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno più decreti del Ministro della transizione ecologica, <b>previa intesa in sede di Conferenza unificata,</b> sono definite le modalità di attuazione del comma 1, prevedendo le condizioni di cumulabilità con altre forme di sostegno, nonché la possibilità di estensione del predetto incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica.</p> <p>3. Per gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione oggetto di riconversione parziale per la produzione di</p>



rispettivi meccanismi di incentivazione si basa sulle quantità e tipologie dei materiali come risultanti dal titolo autorizzativo rilasciato ai sensi dell'articolo 24. In ogni caso, sono rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni calcolati sull'intero mix dei materiali utilizzati dall'impianto di digestione anaerobica, sia per la quota destinata alla produzione elettrica sia per quella destinata alla produzione di biometano, secondo quanto disciplinato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 novembre 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019, in attuazione del Titolo V del presente decreto.

4. Nel decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018 recante "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2018, all'articolo 1, comma 10 e all'articolo 6, comma 7, le parole "31 dicembre 2022" sono sostituite dalle seguenti: "30 giugno 2026". Le disposizioni di cui al presente comma si applicano previa approvazione della Commissione europea sulla compatibilità delle medesime con le disposizioni in materia di aiuti di stato.

5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato. Sono fatti salvi i diritti acquisiti e gli effetti prodotti, ivi inclusi quelli in attuazione del decreto di cui al comma 4.

biometano che accedono agli incentivi, la verifica del rispetto dei requisiti previsti per i rispettivi meccanismi di incentivazione si basa sulle quantità e tipologie dei materiali come risultanti dal titolo autorizzativo rilasciato ai sensi dell'articolo 24. In ogni caso, sono rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni calcolati sull'intero mix dei materiali utilizzati dall'impianto di digestione anaerobica, sia per la quota destinata alla produzione elettrica sia per quella destinata alla produzione di biometano, secondo quanto disciplinato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 novembre 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019, in attuazione del Titolo V del presente decreto.

4. Nel decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018 recante "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2018, all'articolo 1, comma 10 e all'articolo 6, comma 7, le parole "31 dicembre 2022" sono sostituite dalle seguenti: "30 giugno 2026". Le disposizioni di cui al presente comma si applicano previa approvazione della Commissione europea sulla compatibilità delle medesime con le disposizioni in materia di aiuti di stato.

5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato. Sono fatti salvi i diritti acquisiti e gli effetti prodotti, ivi inclusi quelli in attuazione del decreto di cui al comma 4.

#### Articolo 19

##### (Sportelli Unici per le Energie Rinnovabili e modelli unici)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, con regolamento, adottato ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, su proposta del Ministro della transizione ecologica e del Ministro per la pubblica amministrazione, sentita la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni sono stabilite le modalità con le quali è possibile presentare istanze per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili presso lo Sportello unico per l'edilizia di cui all'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, nonché presso lo Sportello unico per le attività produttive di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 settembre 2010, n. 160, sulla base dei seguenti criteri:

- la ripartizione di competenze tra i due sportelli è effettuata sulla base della taglia e della tipologia di impianti;
- gli sportelli consentono di presentare i documenti pertinenti anche in formato digitale;
- gli sportelli mettono a disposizione e forniscono, anche *online*, un manuale delle procedure vigenti a livello nazionale, rivolto agli sviluppatori di progetti che tratti distintamente anche progetti su piccola scala e progetti di autoconsumo di energia rinnovabile, appositamente predisposto dal GSE e aggiornato con continuità;
- le istanze sono presentate facendo esclusivo ricorso ai modelli unici di cui al comma 2.

#### Articolo 19

##### (Sportelli Unici per le Energie Rinnovabili e modelli unici)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, ~~con regolamento, adottato ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, su proposta del Ministro della transizione ecologica e del Ministro per la pubblica amministrazione, sentita la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni sono stabilite le modalità con le quali è possibile presentare istanze per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili presso lo Sportello unico per l'edilizia di cui all'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, nonché presso lo Sportello unico per le attività produttive di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 settembre 2010, n. 160, sulla base dei seguenti criteri:~~

- ~~la ripartizione di competenze tra i due sportelli è effettuata sulla base della taglia e della tipologia di impianti;~~
- ~~gli sportelli consentono di presentare i documenti pertinenti anche in formato digitale;~~
- ~~gli sportelli mettono a disposizione e forniscono, anche *online*, un manuale delle procedure vigenti a livello nazionale, rivolto agli sviluppatori di progetti che tratti distintamente anche progetti su piccola scala e progetti di autoconsumo di energia rinnovabile, appositamente predisposto dal GSE e aggiornato con continuità;~~
- ~~le istanze sono presentate facendo esclusivo ricorso ai modelli unici di cui al comma 2.~~

con decreto del Ministro della transizione ecologica d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, il GSE predispone una piattaforma unica digitale per la presentazione delle istanze di cui all'articolo 4 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, comma 2. In prima applicazione, la piattaforma è realizzata



<p>2. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto sono approvati modelli unici per le procedure di autorizzazione di cui all'articolo 4, comma 2, lettere da a) a d) del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, con le modalità di cui all'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 30 giugno 2016, n. 126</p>	<p>per la presentazione delle istanze di cui all'articolo 4 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, comma 2, lettera d).</p> <p>2. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto sono approvati modelli unici per le procedure di autorizzazione di cui all'articolo 4, comma 2, lettere da a) a d) del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, <del>con le modalità di cui all'</del> con apposito accordo in Conferenza Unificata ai sensi dell'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 30 giugno 2016, n. 126.</p> <p>3. Ove sia già istituito in ambito regionale o comunale uno strumento che informatizza le procedure autorizzative, questo continuerà ad operare, garantendo l'interoperabilità e la trasmissione dei dati con il sistema istituito ai sensi del comma 1.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 20</b> <b>(Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili)</b></p> <p>1. Con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. In via prioritaria, con i decreti di cui al presente comma si provvede a:</p> <p>a) dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, previa fissazione di parametri atti a definire, per ciascuna tipologia di area, la massima densità di potenza installabile per unità di superficie tenendo anche conto degli impatti ambientali e paesaggistici;</p> <p>b) indicare le modalità per individuare superfici, aree industriali dismesse e altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.</p> <p>2. Ai fini del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, i decreti di cui al comma 1 stabiliscono altresì la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province autonome, da effettuare secondo le regole generali di cui all'Allegato I, fermo restando che il trasferimento statistico non può pregiudicare il conseguimento dell'obiettivo della Regione o della Provincia autonoma che effettua il trasferimento.</p> <p>3. Ai sensi dell' articolo 5 comma 1, lettere a) e b), della legge 22 aprile 2021, n. 53, nella definizione della disciplina inerente le aree idonee, i decreti di cui al comma 1 tengono conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 20</b> <b>(Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili)</b></p> <p>1. Con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. In via prioritaria, con i decreti di cui al presente comma si provvede a:</p> <p>a) dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, <del>previa fissazione di parametri atti a definire, per ciascuna tipologia di area, la massima densità di potenza installabile per unità di superficie tenendo anche conto degli impatti ambientali e paesaggistici</del> indicando le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dai suddetti impianti per unità di superficie, nonché degli impianti a fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica già installati e le superfici tecnicamente disponibili;</p> <p>b) indicare le modalità per individuare superfici, aree industriali dismesse e altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.</p> <p>2. Ai fini del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, i decreti di cui al comma 1 stabiliscono altresì la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province autonome, da effettuare secondo le regole generali di cui all'Allegato I, fermo restando che il trasferimento statistico non può pregiudicare il conseguimento dell'obiettivo della Regione o della Provincia autonoma che effettua il trasferimento.</p> <p>3. Ai sensi dell' articolo 5 comma 1, lettere a) e b), della legge 22 aprile 2021, n. 53, nella definizione della disciplina inerente le aree idonee, i decreti di cui al comma 1 tengono conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e</p>



<p>forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.</p> <p>4. Conformemente ai principi e criteri stabiliti dai decreti di cui al comma 1, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore dei medesimi decreti, le Regioni e le Province autonome individuano con legge le aree idonee, anche con il supporto della piattaforma di cui all'articolo 21. Nel caso di mancata adozione della legge di cui al periodo precedente, ovvero di mancata ottemperanza ai principi, ai criteri e agli obiettivi stabiliti dai decreti di cui al comma 1, si applica l'articolo 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.</p> <p>5. In sede di individuazione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili sono rispettati i principi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo.</p> <p>6. Non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione, nelle more dell'individuazione delle aree idonee.</p> <p>7. Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee.</p> <p>8. Nelle more dell'adozione dei decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:</p> <p>a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28;</p> <p>b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi dell'articolo 242-ter, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.</p>	<p>forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.</p> <p>4. Conformemente ai principi e criteri stabiliti dai decreti di cui al comma 1, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore dei medesimi decreti, le Regioni <del>e le Province autonome</del> individuano con legge le aree idonee, anche con il supporto della piattaforma di cui all'articolo 21. Nel caso di mancata adozione della legge di cui al periodo precedente, ovvero di mancata ottemperanza ai principi, ai criteri e agli obiettivi stabiliti dai decreti di cui al comma 1, si applica l'articolo 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234. <del>Le Province autonome provvedono al processo programmatico di individuazione delle aree idonee ai sensi dello Statuto speciale e delle relative norme di attuazione.</del></p> <p>5. In sede di individuazione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili sono rispettati i principi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo.</p> <p>6. Non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione, nelle more dell'individuazione delle aree idonee.</p> <p>7. Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee.</p> <p>8. Nelle more <del>dell'adozione dei decreti</del> dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti nei decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:</p> <p>a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28;</p> <p>b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi della <del>Titolo V Parte IV</del> <del>articolo 242-ter, comma 3</del> del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152</p> <p>c) <del>le aree estrattive (cave e miniere) cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale.</del></p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 21</b> <b>(Piattaforma digitale per le Aree idonee)</b></p> <p>1. Per garantire un adeguato servizio di supporto alle Regioni e alle Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio ad esso connesse, con decreto del Ministero della transizione ecologica da emanarsi entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono regolamentate le modalità di funzionamento di una piattaforma digitale realizzata presso il GSE con la finalità di includere tutte le informazioni e gli strumenti necessari alla Regioni e Province</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 21</b> <b>(Piattaforma digitale per le Aree idonee)</b></p> <p>1. Per garantire un adeguato servizio di supporto alle Regioni e alle Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio ad esso connesse, con decreto del Ministero della transizione ecologica da emanarsi, <del>previa intesa con la Conferenza unificata</del>, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono regolamentate le modalità di funzionamento di una piattaforma digitale realizzata presso il GSE con la finalità di includere tutte le informazioni e gli</p>



<p>autonome per connettere ed elaborare i dati per la caratterizzazione e qualificazione del territorio, anche in relazione alle infrastrutture già realizzate e presenti, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree. La predetta piattaforma include i dati di monitoraggio di cui all'articolo 48. I dati sono trattati per le finalità istituzionali connesse e strumentali al servizio reso alle Regioni e Province autonome.</p>	<p>strumenti necessari alla Regioni e Province autonome per connettere ed elaborare i dati per la caratterizzazione e qualificazione del territorio, anche in relazione alle infrastrutture già realizzate e presenti, <b>quelle autorizzate e in corso di autorizzazione</b>, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree. La predetta piattaforma include i dati di monitoraggio di cui all'articolo 48. I dati sono trattati per le finalità istituzionali connesse e strumentali al servizio reso alle Regioni e Province autonome.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 25</b></p> <p><b>(Semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici)</b></p> <p>1. Al fine di promuovere l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento negli edifici, favorendo la semplificazione e l'armonizzazione delle procedure autorizzative, si applicano le disposizioni di cui all'Allegato II del presente decreto.</p> <p>2. I procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente articolo sono disciplinati dalla previgente disciplina, ferma restando per il proponente la possibilità di optare per la procedura semplificata di cui all'Allegato II del presente decreto.</p> <p>3. Decorsi centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto:</p> <p>a) con il modello unico semplificato di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 maggio 2015, recante "Approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 121 del 27 maggio 2015, è possibile richiedere anche il ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE, ivi incluso il ritiro dedicato di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;</p> <p>b) il campo di applicazione del decreto di cui alla lettera a) è esteso agli impianti fotovoltaici di potenza fino a 50kW.</p> <p>4. Con il modello di cui al comma 3 è possibile richiedere al GSE l'accesso ai meccanismi di cui all'articolo 8 e all'articolo 7, comma 1, lettera a), decorsi sessanta giorni dalla data di entrata in vigore dei rispettivi decreti attuativi.</p> <p>5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto è abrogato l'articolo 7 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 25</b></p> <p><b>(Semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici)</b></p> <p>1. Al fine di promuovere l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento negli edifici, favorendo la semplificazione e l'armonizzazione delle procedure autorizzative, si applicano le disposizioni di cui all'Allegato II del presente decreto.</p> <p>2. I procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente articolo sono disciplinati dalla previgente disciplina, ferma restando per il proponente la possibilità di optare per la procedura semplificata di cui all'Allegato II del presente decreto.</p> <p>3. Decorsi centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto:</p> <p>a) con il modello unico semplificato di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 maggio 2015, recante "Approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 121 del 27 maggio 2015, è possibile richiedere anche il ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE, ivi incluso il ritiro dedicato di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;</p> <p>b) il campo di applicazione del decreto di cui alla lettera a) è esteso agli impianti fotovoltaici di potenza fino a 50kW.</p> <p>4. Con il modello di cui al comma 3 è possibile richiedere al GSE l'accesso ai meccanismi di cui all'articolo 8 e all'articolo 7, comma 1, lettera a), decorsi sessanta giorni dalla data di entrata in vigore dei rispettivi decreti attuativi.</p> <p>4 bis. I dati presenti nel modello unico approvato con decreto ministeriale 19 maggio 2015 sono trasferiti dai gestori di rete con modalità esclusivamente informatizzata agli Sportelli Unici, di cui al comma 1 dell'articolo 19 del presente decreto. Tali dati sono trasferiti alle piattaforme regionali, di cui al comma 3 dell'articolo 19, ove istituite.</p> <p>5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto è abrogato l'articolo 7 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.</p>
<p style="text-align: center;"><b>CAPO II</b> <b>Regolamentazione tecnica e obblighi</b> <b>Articolo 26</b></p> <p><b>(Obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici)</b></p> <p>1. I progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni importanti di primo livello degli edifici esistenti, per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo i principi minimi di integrazione di cui all'Allegato III del presente</p>	<p style="text-align: center;"><b>CAPO II</b> <b>Regolamentazione tecnica e obblighi</b> <b>Articolo 26</b></p> <p><b>(Obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici)</b></p> <p>1. I progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni importanti di primo livello degli edifici esistenti, per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo i principi minimi di integrazione di cui all'Allegato III del presente</p>



<p>decreto.</p> <p>2. Ferma restando l'acquisizione dei relativi atti di assenso, comunque denominati, le disposizioni di cui al comma 1 si applicano agli edifici di cui alla Parte seconda e all'articolo 136, comma 1, lettere b) e c), del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e a quelli specificamente individuati come tali negli strumenti urbanistici, solo ove non incompatibili con i suddetti vincoli. Qualora il progettista evidenzi che il rispetto delle prescrizioni implica un'alterazione incompatibile con il loro carattere o aspetto, con particolare riferimento ai caratteri storici e artistici e paesaggistici, si applicano le disposizioni previste al comma 9.</p> <p>3. Le disposizioni di cui al comma 1 non si applicano agli edifici destinati a soddisfare esigenze meramente temporanee, e comunque da rimuovere entro il termine di 24 mesi dalla data della fine lavori di costruzione. A tal fine, l'indicazione di temporaneità dell'edificio e i termini per la rimozione devono essere espressamente contenuti nel pertinente titolo abilitativo alla costruzione.</p> <p>4. L'inosservanza dell'obbligo di cui al comma 1 comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.</p> <p>5. Il progettista inserisce i calcoli e le verifiche previste dall'Allegato III nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192. Una copia della relazione suddetta è trasmessa al GSE ai fini del monitoraggio del conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili di energia e al fine di alimentare il Portale per l'efficienza energetica degli edifici di cui all'articolo 4-quater del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.</p> <p>6. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi di cui al comma 1 accedono agli incentivi statali previsti per la promozione delle fonti rinnovabili, ivi inclusi fondi di garanzia e fondi di rotazione per l'erogazione di prestiti a tasso agevolato, fermo restando il rispetto dei criteri e delle condizioni di accesso e cumulabilità stabilite da ciascun meccanismo.</p> <p>7. Le Regioni e le Province autonome possono stabilire incrementi dei valori di cui all'Allegato III e prevedere che il rispetto dell'obbligo di cui al comma 1 debba essere assicurato, in tutto o in parte, ricorrendo ad impieghi delle fonti rinnovabili diversi dalla combustione delle biomasse, qualora ciò risulti necessario per assicurare il processo di raggiungimento e mantenimento dei valori di qualità dell'aria.</p> <p>8. Gli obblighi previsti da atti normativi regionali o comunali in materia di obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici sono adeguati alle disposizioni del presente articolo entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Decorso inutilmente il predetto termine, si applicano le disposizioni di cui al presente articolo.</p> <p>9. L'impossibilità tecnica di ottemperare, in tutto o in parte, agli obblighi di integrazione di cui al comma 1 è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili. In tali casi il valore di energia primaria non rinnovabile dell'edificio è ridotto secondo quanto previsto all'Allegato III, paragrafo 4.</p> <p>10. Gli obblighi di cui al comma 1 del presente articolo non si applicano agli edifici pubblici posti nella disponibilità di corpi armati, nel caso in cui l'adempimento degli stessi</p>	<p>decreto.</p> <p>2. Ferma restando l'acquisizione dei relativi atti di assenso, comunque denominati, le disposizioni di cui al comma 1 si applicano agli edifici di cui alla Parte seconda e all'articolo 136, comma 1, lettere b) e c), del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e a quelli specificamente individuati come tali negli strumenti urbanistici, solo ove non incompatibili con i suddetti vincoli. Qualora il progettista evidenzi che il rispetto delle prescrizioni implica un'alterazione incompatibile con il loro carattere o aspetto, con particolare riferimento ai caratteri storici e artistici e paesaggistici, si applicano le disposizioni previste al comma 9.</p> <p>3. Le disposizioni di cui al comma 1 non si applicano agli edifici destinati a soddisfare esigenze meramente temporanee, e comunque da rimuovere entro il termine di 24 mesi dalla data della fine lavori di costruzione. A tal fine, l'indicazione di temporaneità dell'edificio e i termini per la rimozione devono essere espressamente contenuti nel pertinente titolo abilitativo alla costruzione.</p> <p>4. L'inosservanza dell'obbligo di cui al comma 1 comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.</p> <p>5. Il progettista inserisce i calcoli e le verifiche previste dall'Allegato III nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192 o <b>provvedimento equivalente di Regione o Provincia autonoma</b>. Una copia della relazione suddetta è trasmessa al GSE ai fini del monitoraggio del conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili di energia e al fine di alimentare il Portale per l'efficienza energetica degli edifici di cui all'articolo 4-quater del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.</p> <p>6. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi di cui al comma 1, <b>ad eccezione di quelli realizzati a servizio di edifici di nuova costruzione</b>, accedono agli incentivi statali previsti per la promozione delle fonti rinnovabili, ivi inclusi fondi di garanzia e fondi di rotazione per l'erogazione di prestiti a tasso agevolato, fermo restando il rispetto dei criteri e delle condizioni di accesso e cumulabilità stabilite da ciascun meccanismo.</p> <p>7. Le Regioni e le Province autonome possono stabilire incrementi dei valori di cui all'Allegato III e prevedere che il rispetto dell'obbligo di cui al comma 1 debba essere assicurato, in tutto o in parte, ricorrendo ad impieghi delle fonti rinnovabili diversi dalla combustione delle biomasse, qualora ciò risulti necessario per assicurare il processo di raggiungimento e mantenimento dei valori di qualità dell'aria.</p> <p>8. Gli obblighi previsti da atti normativi regionali o comunali in materia di obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici sono adeguati alle disposizioni del presente articolo entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Decorso inutilmente il predetto termine, si applicano le disposizioni di cui al presente articolo.</p> <p>9. L'impossibilità tecnica di ottemperare, in tutto o in parte, agli obblighi di integrazione di cui al comma 1 è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili. In tali casi il valore di energia primaria non rinnovabile dell'edificio è ridotto secondo quanto previsto all'Allegato III, paragrafo 4.</p> <p>10. Gli obblighi di cui al comma 1 del presente articolo non si applicano agli edifici pubblici posti nella disponibilità di corpi armati, nel caso in cui l'adempimento degli stessi</p>
--	---



<p>risulti incompatibile con la loro natura e con la loro destinazione ovvero qualora vengano in rilievo materiali utilizzati unicamente a fini militari.</p> <p>11. Decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono abrogati l'articolo 11 e l'Allegato 3 al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.</p>	<p>risulti incompatibile con la loro natura e con la loro destinazione ovvero qualora vengano in rilievo materiali utilizzati unicamente a fini militari.</p> <p>11. Decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono abrogati l'articolo 11 e l'Allegato 3 al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 27</b></p> <p><b>(Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia)</b></p> <p>1. Le società che effettuano vendita di energia termica a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui, a decorrere dal 1° gennaio 2024 prevedono che una quota dell'energia venduta sia rinnovabile.</p> <p>2. Con decreto del Ministro della transizione ecologica da emanarsi entro il 31 dicembre 2023 sono definite le modalità:</p> <p>a) di attuazione dell'obbligo di cui al comma 1, secondo traiettorie annuali coerenti con gli obiettivi generali di cui all'articolo 3, comma 2;</p> <p>b) di verifica del rispetto dell'obbligo di cui al comma 1;</p> <p>c) con cui può essere ridotta la soglia di cui al comma 1, tenendo conto dell'evoluzione del grado di raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e della sostenibilità economica degli investimenti;</p> <p>d) con cui i soggetti obbligati che non rispettano l'obbligo di cui al comma 1 provvedono al versamento di un contributo compensativo in un fondo appositamente costituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali finalizzato alla realizzazione di interventi con effetto equivalente ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3;</p> <p>e) per l'utilizzo delle risorse confluite nel fondo di cui alla lettera d), secondo criteri di massima efficienza e riduzione dei costi nell'individuazione dei contributi compensativi per i soggetti obbligati al versamento.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 27</b></p> <p><b>(Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia)</b></p> <p>1. Le società che effettuano vendita di energia termica a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui, a decorrere dal 1° gennaio 2024 prevedono che una quota dell'energia venduta sia rinnovabile.</p> <p>2. Con decreto del Ministro della transizione ecologica da emanarsi entro il 31 dicembre 2023 sono definite le modalità:</p> <p>a) di attuazione dell'obbligo di cui al comma 1, secondo traiettorie annuali coerenti con gli obiettivi generali di cui all'articolo 3, comma 2;</p> <p>b) di verifica del rispetto dell'obbligo di cui al comma 1;</p> <p>c) con cui può essere ridotta la soglia di cui al comma 1, tenendo conto dell'evoluzione del grado di raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e della sostenibilità economica degli investimenti;</p> <p>d) con cui i soggetti obbligati che non rispettano l'obbligo di cui al comma 1 provvedono al versamento di un contributo compensativo in un fondo appositamente costituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali finalizzato alla realizzazione di interventi con effetto equivalente ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3;</p> <p>e) per l'utilizzo delle risorse confluite nel fondo di cui alla lettera d), secondo criteri di massima efficienza e riduzione dei costi nell'individuazione dei contributi compensativi per i soggetti obbligati al versamento.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 31</b></p> <p><b>(Comunità energetiche rinnovabili)</b></p> <p>1. I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati i seguenti requisiti:</p> <p>a) l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari;</p> <p>b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (di seguito: ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, che sono situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a);</p> <p>c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;</p> <p>d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori,</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 31</b></p> <p><b>(Comunità energetiche rinnovabili)</b></p> <p>1. I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati i seguenti requisiti:</p> <p>a) l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari;</p> <p>b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, <del>piccole e medie imprese</del> PMI, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (di seguito: ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, che sono situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a);</p> <p>c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;</p> <p>d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori,</p>



<p>compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b).</p> <p>2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:</p> <p>a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30 comma 1, lettera a), numero 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;</p> <p>b) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità secondo le modalità di cui alla lettera c), mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;</p> <p>c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini;</p> <p>d) gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità;</p> <p>e) i membri delle comunità possono accedere agli incentivi di cui al Titolo 3 alle condizioni e con le modalità ivi stabilite;</p> <p>f) nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a) la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica ed efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità.</p>	<p>compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b).</p> <p>2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:</p> <p>a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30 comma 1, lettera a), numero 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;</p> <p>b) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità secondo le modalità di cui alla lettera c), mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;</p> <p>c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini;</p> <p>d) gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità;</p> <p>e) i membri delle comunità possono accedere agli incentivi di cui al Titolo 3 alle condizioni e con le modalità ivi stabilite;</p> <p>f) nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a) la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica ed efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità.</p> <p>g) la configurazione di rete di una comunità energetica non è necessariamente limitata alla connessione ad una medesima cabina primaria da parte dei clienti finali.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 33</b> <b>(Monitoraggio e analisi di sistema)</b></p> <p>1. Ai fini di garantire un sistema di monitoraggio delle configurazioni realizzate in attuazione del presente Capo, anche in continuità con le attività avviate in attuazione dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8:</p> <p>a) il GSE provvede a monitorare l'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento degli oneri generali di sistema e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti;</p> <p>b) la Società Ricerca sul sistema energetico - RSE S.p.A. (di seguito: RSE), anche in esito alle campagne di misura e monitoraggio già attivate in attuazione dell'articolo</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 33</b> <b>(Monitoraggio e analisi di sistema)</b></p> <p>1. Ai fini di garantire un sistema di monitoraggio delle configurazioni realizzate in attuazione del presente Capo, anche in continuità con le attività avviate in attuazione dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8:</p> <p>a) il GSE provvede a monitorare l'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento degli oneri generali di sistema e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti;</p> <p>b) la Società Ricerca sul sistema energetico - RSE S.p.A. (di seguito: RSE), anche in esito alle campagne di misura e monitoraggio già attivate in attuazione dell'articolo</p>





<p>42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, avvia una verifica degli effetti tecnici ed economici delle configurazioni e delle loro interazioni anche prospettiche con il sistema elettrico, individuando anche gli eventuali effetti sui costi di dispacciamento e sui criteri di allocazione dei servizi di rete.</p> <p>2. Gli esiti delle attività di monitoraggio di cui al precedente comma 1 sono trasmessi con cadenza annuale al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA, per l'adozione degli atti e dei provvedimenti di rispettiva competenza.</p>	<p>42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, avvia una verifica degli effetti tecnici ed economici delle configurazioni e delle loro interazioni anche prospettiche con il sistema elettrico, individuando anche gli eventuali effetti sui costi di dispacciamento e sui criteri di allocazione dei servizi di rete.</p> <p>2. Gli esiti delle attività di monitoraggio di cui al precedente comma 1 sono trasmessi con cadenza annuale al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA, per l'adozione degli atti e dei provvedimenti di rispettiva competenza e alla Regione territorialmente competente per migliorare il livello di conoscenza dello stato di realizzazione delle configurazioni realizzate in attuazione del presente Capo.</p>
<p style="text-align: center;"><b>CAPO III</b> <b>Disposizioni in materia di mobilità elettrica</b> <b>Articolo 45</b></p> <p style="text-align: center;"><b>(Semplificazioni in materia di autorizzazione delle infrastrutture di ricarica)</b></p> <p>1. Al fine di promuovere l'installazione di punti di ricarica dei veicoli elettrici, favorendo la semplificazione delle procedure autorizzative, all'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020 n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 sono apportate le seguenti modificazioni:</p> <p>a) il comma 1 è sostituito dal seguente: "1. Ai fini del presente articolo, per infrastruttura di ricarica di veicoli elettrici si intende quella di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e-ter) del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.";</p> <p>b) il comma 3 è sostituito dal seguente: "3. La realizzazione di infrastrutture di ricarica è effettuata secondo le modalità di cui al comma 14-bis, fermo restando il rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, la conformità alle disposizioni del codice della strada di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e del relativo regolamento di esecuzione e di attuazione di cui al decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, in relazione al dimensionamento degli stalli di sosta ed alla segnaletica orizzontale e verticale. Resta fermo, in ogni caso, il rispetto delle norme per la realizzazione degli impianti elettrici, con particolare riferimento all'obbligo di dichiarazione di conformità e di progetto elettrico, ove necessario, in base alle leggi vigenti.";</p> <p>c) i commi 6, 7 e 8 sono sostituiti dai seguenti: "6. I soggetti che acquistano o posseggono un veicolo elettrico, anche tramite meccanismi di noleggio a lungo termine, possono inserirne i dati sulla Piattaforma Unica Nazionale ai fini della richiesta di cui al comma 7, con particolare riguardo alla zona e all'indirizzo di residenza e di parcheggio abituale e all'eventuale disponibilità, in tali ambiti, di punti ricarica su suolo privato. 7. Con propri provvedimenti, adottati in conformità ai rispettivi ordinamenti, i comuni disciplinano la programmazione dell'installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, tenendo conto delle richieste di cui al comma 6. In tale ambito, i comuni possono prevedere, ove tecnicamente possibile, l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili nella zona indicata con la comunicazione di cui al comma 6 e nel caso in cui il proprietario abbia</p>	<p style="text-align: center;"><b>CAPO III</b> <b>Disposizioni in materia di mobilità elettrica</b> <b>Articolo 45</b></p> <p style="text-align: center;"><b>(Semplificazioni in materia di autorizzazione delle infrastrutture di ricarica)</b></p> <p>1. Al fine di promuovere l'installazione di punti di ricarica dei veicoli elettrici, favorendo la semplificazione delle procedure autorizzative, all'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020 n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 sono apportate le seguenti modificazioni:</p> <p>a) il comma 1 è sostituito dal seguente: "1. Ai fini del presente articolo, per infrastruttura di ricarica di veicoli elettrici si intende quella di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e-ter) del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.";</p> <p>b) il comma 3 è sostituito dal seguente: "3. La realizzazione di infrastrutture di ricarica è effettuata secondo le modalità di cui al comma 14-bis, fermo restando il rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, la conformità alle disposizioni del codice della strada di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e del relativo regolamento di esecuzione e di attuazione di cui al decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, in relazione al dimensionamento degli stalli di sosta ed alla segnaletica orizzontale e verticale. Resta fermo, in ogni caso, il rispetto delle norme per la realizzazione degli impianti elettrici, con particolare riferimento all'obbligo di dichiarazione di conformità e di progetto elettrico, ove necessario, in base alle leggi vigenti.";</p> <p>c) i commi 6, 7 e 8 sono sostituiti dai seguenti: "6. I soggetti che acquistano o posseggono un veicolo elettrico, anche tramite meccanismi di noleggio a lungo termine, possono inserirne i dati sulla Piattaforma Unica Nazionale ai fini della richiesta di cui al comma 7, con particolare riguardo alla zona e all'indirizzo di residenza e di parcheggio abituale e all'eventuale disponibilità, in tali ambiti, di punti ricarica su suolo privato. 7. Con propri provvedimenti, adottati in conformità ai rispettivi ordinamenti, i comuni disciplinano la programmazione dell'installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, tenendo conto delle richieste di cui al comma 6. In tale ambito, i comuni o aggregazione di comuni possono prevedere, ove tecnicamente possibile, l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili nella zona indicata con la comunicazione di cui al comma 6 e nel</p>



<p>dichiarato di non disporre di accesso a punti di ricarica in ambito privato.</p> <p>8. Per le finalità di cui al comma 7, i comuni possono consentire, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati, anche prevedendo una eventuale suddivisione in lotti. Resta fermo che un soggetto pubblico o privato può comunque richiedere al comune con le modalità di cui al comma 3-bis l'autorizzazione per la realizzazione e l'eventuale gestione delle infrastrutture di ricarica, anche solo per una strada o un'area o un insieme di esse.”;</p> <p>d) al comma 9 le parole “canone di occupazione di suolo pubblico e della tassa per l'occupazione di spazi e aree pubbliche” sono sostituite, ovunque ricorrano, dalle seguenti: “canone di cui all'articolo 1 comma 816 della legge 27 dicembre 2019 n. 160”;</p> <p>e) il comma 12 è sostituito dal seguente:  “12. L'ARERA, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, definisce misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenuto conto dell'obbligo di cui al comma 12-ter, nonché al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche e definendo, ove necessario, le modalità di misura dell'energia elettrica destinata alla ricarica.”;</p> <p>f) dopo il comma 12, sono inseriti i seguenti:  “12-bis. Qualora le misure tariffarie di cui al comma 12 includano interventi che comportano uno sconto sulle componenti tariffarie da applicare a copertura degli oneri generali di sistema applicabili all'energia destinata alla ricarica, tali interventi sono efficaci qualora compatibili con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di stato e hanno natura transitoria per il periodo strettamente necessario alla diffusione dei veicoli elettrici, definito con decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l'ARERA; con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali modalità di copertura in caso di ammanco di gettito di oneri generali.  12-ter. Gli operatori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, di cui all'articolo 4 comma 9 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, che scelgono di avvalersi delle misure tariffarie di cui al comma 12 del presente articolo sono tenuti a trasferire il beneficio agli utilizzatori finali del servizio di ricarica, anche nei casi in cui ciò non sia già previsto da condizioni fissate dall'ente locale competente.”.</p> <p>2. All'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, dopo la lettera e) sono aggiunte le seguenti:  “e-bis): dispositivo di ricarica: dispositivo in grado di erogare il servizio di ricarica mediante uno o più punti di ricarica, comunemente denominato “colonnina di ricarica”, o, in ambito domestico, “wallbox”.  e-ter): infrastruttura di ricarica: insieme di strutture, opere e impianti necessari alla realizzazione di aree di sosta dotate di uno o più punti di ricarica per veicoli elettrici. In particolare, l'infrastruttura di ricarica è composta da uno o più dispositivi di ricarica e dalle relative interconnessioni elettriche.  e-quater): stazione di ricarica: area adibita al servizio di ricarica di veicoli elettrici</p>	<p>caso in cui il proprietario abbia dichiarato di non disporre di accesso a punti di ricarica in ambito privato.</p> <p>8. Per le finalità di cui al comma 7, i comuni possono consentire, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati, anche prevedendo una eventuale suddivisione in lotti. Resta fermo che un soggetto pubblico o privato può comunque richiedere al comune con le modalità di cui al comma 3-bis l'autorizzazione per la realizzazione e l'eventuale gestione delle infrastrutture di ricarica, anche solo per una strada o un'area o un insieme di esse.”;</p> <p>d) al comma 9 le parole “canone di occupazione di suolo pubblico e della tassa per l'occupazione di spazi e aree pubbliche” sono sostituite, ovunque ricorrano, dalle seguenti: “canone di cui all'articolo 1 comma 816 della legge 27 dicembre 2019 n. 160”;</p> <p>e) il comma 12 è sostituito dal seguente:  “12. L'ARERA, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, definisce misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenuto conto dell'obbligo di cui al comma 12-ter, nonché al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche e definendo, ove necessario, le modalità di misura dell'energia elettrica destinata alla ricarica.”;</p> <p>f) dopo il comma 12, sono inseriti i seguenti:  “12-bis. Qualora le misure tariffarie di cui al comma 12 includano interventi che comportano uno sconto sulle componenti tariffarie da applicare a copertura degli oneri generali di sistema applicabili all'energia destinata alla ricarica, tali interventi sono efficaci qualora compatibili con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di stato e hanno natura transitoria per il periodo strettamente necessario alla diffusione dei veicoli elettrici, definito con decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l'ARERA; con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali modalità di copertura in caso di ammanco di gettito di oneri generali.  12-ter. Gli operatori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, di cui all'articolo 4 comma 9 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, che scelgono di avvalersi delle misure tariffarie di cui al comma 12 del presente articolo sono tenuti a trasferire il beneficio agli utilizzatori finali del servizio di ricarica, anche nei casi in cui ciò non sia già previsto da condizioni fissate dall'ente locale competente.”.</p> <p>2. All'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, dopo la lettera e) sono aggiunte le seguenti:  “e-bis): dispositivo di ricarica: dispositivo in grado di erogare il servizio di ricarica mediante uno o più punti di ricarica, comunemente denominato “colonnina di ricarica”, o, in ambito domestico, “wallbox”.  e-ter): infrastruttura di ricarica: insieme di strutture, opere e impianti necessari alla realizzazione di aree di sosta dotate di uno o più punti di ricarica per veicoli elettrici. In particolare, l'infrastruttura di ricarica è composta da uno o più dispositivi di ricarica e dalle relative interconnessioni elettriche.  e-quater): stazione di ricarica: area adibita al servizio di ricarica di veicoli elettrici</p>
---	---



<p>composta dagli stalli di sosta, dalle relative infrastrutture di ricarica nonché dagli elementi architettonici e edilizi funzionali al servizio di ricarica. Laddove realizzata su area pubblica o aperta al pubblico, garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti; una stazione di ricarica è connessa alla rete di distribuzione di energia elettrica tramite un punto di connessione (POD) dotato di <i>smart meter</i> per la misura dell'energia elettrica complessivamente prelevata, inclusa quella eventualmente utilizzata per altri usi diversi dalla ricarica, e di quella eventualmente immessa.”.</p>	<p>composta dagli stalli di sosta, dalle relative infrastrutture di ricarica nonché dagli elementi architettonici e edilizi funzionali al servizio di ricarica. Laddove realizzata su area pubblica o aperta al pubblico, garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti; una stazione di ricarica è connessa alla rete di distribuzione di energia elettrica tramite un punto di connessione (POD) dotato di <i>smart meter</i> per la misura dell'energia elettrica complessivamente prelevata, inclusa quella eventualmente utilizzata per altri usi diversi dalla ricarica, e di quella eventualmente immessa.”.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 47</b> <b>(Sistemi di qualificazione degli installatori e soggetti abilitati all'attestazione della prestazione energetica degli edifici)</b></p> <p>1. All'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, il comma 1 è sostituito dai seguenti: “1. La qualifica professionale per l'attività di installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, è conseguita automaticamente con il possesso dei requisiti tecnico professionali di cui, alternativamente, alle lettere a), a-bis), b), o d) dell'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, recante “Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a), della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 61 del 12 marzo 2008. 1-bis. A decorrere dal 4 agosto 2013, il requisito tecnico-professionale del possesso di un titolo o attestato conseguito ai sensi della legislazione vigente in materia di formazione professionale, di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, si intende rispettato quando il titolo o l'attestato di formazione professionale sono rilasciati nel rispetto delle modalità di cui al presente articolo e dei criteri di cui all'Allegato 4. Ai fini della presente disposizione, non è richiesto il previo periodo di formazione di almeno quattro anni consecutivi alle dirette dipendenze di una impresa del settore.”.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 47</b> <b>(Sistemi di qualificazione degli installatori e soggetti abilitati all'attestazione della prestazione energetica degli edifici)</b></p> <p>1. All'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, il comma 1 è sostituito dai seguenti: “1. La qualifica professionale per l'attività di installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, è conseguita automaticamente con il possesso dei requisiti tecnico professionali di cui, alternativamente, alle lettere a), a-bis), b), o d) dell'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, recante “Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a), della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 61 del 12 marzo 2008. 1-bis. A decorrere dal 4 agosto 2013, il requisito tecnico-professionale del possesso di un titolo o attestato conseguito ai sensi della legislazione vigente in materia di formazione professionale, di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, si intende rispettato quando il titolo o l'attestato di formazione professionale sono rilasciati nel rispetto delle modalità di cui al presente articolo e dei criteri di cui all'Allegato 4. Ai fini della presente disposizione, <del>non è richiesto</del> il previo periodo di formazione di <del>almeno quattro anni consecutivi</del> alle dirette dipendenze di una impresa del settore <del>è individuato in due anni</del>.”.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Articolo 50</b> <b>(Disposizioni finali e clausola di invarianza finanziaria)</b></p> <p>1. L'allegato VIII, che costituisce parte integrante del presente decreto, è modificato per il recepimento degli aggiornamenti all'allegato IX della direttiva (UE) 2018/2001 con decreto del Ministro della transizione ecologica. I restanti allegati sono aggiornati con le modalità ordinarie di cui all'articolo 36, comma 1, della legge 24 dicembre 2012, n. 234.</p> <p>2. Dal presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.</p> <p>3. Per l'attuazione delle disposizioni del presente decreto, le amministrazioni interessate provvedono con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Articolo 50</b> <b>(Disposizioni finali e clausola di invarianza finanziaria)</b></p> <p>1. L'allegato VIII, che costituisce parte integrante del presente decreto, è modificato per il recepimento degli aggiornamenti all'allegato IX della direttiva (UE) 2018/2001 con decreto del Ministro della transizione ecologica. <del>Gli allegati II, III e IV sono aggiornati con decreto del Ministro della transizione ecologica di intesa con la Conferenza Unificata. I restanti allegati sono aggiornati con le modalità ordinarie di cui all'articolo 36, comma 1, della legge 24 dicembre 2012, n. 234.</del></p> <p>2. Dal presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.</p> <p>3. Per l'attuazione delle disposizioni del presente decreto, le amministrazioni interessate provvedono con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.</p>



#### INDICE ALLEGATI

- ALLEGATO I - Procedure di calcolo degli obiettivi (articolo 3, comma 4)
- ALLEGATO II Disposizioni per la semplificazione delle procedure per l'installazione di impianti per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica negli edifici (articolo 25)
- ALLEGATO III Obblighi per i nuovi edifici, per gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (articolo 26)
- ALLEGATO IV Requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento (articolo 29)
- ALLEGATO V Contenuto energetico dei combustibili (articolo 39)
- ALLEGATO VI Calcolo GHG per biocarburanti e bioliquidi (articolo 2)
- ALLEGATO VII Calcolo GHG per combustibili da biomassa (articolo 2)
- ALLEGATO VIII Materie prime *double counting* (articolo 2)



## Allegati

### ALLEGATO I - Procedure di calcolo degli obiettivi

#### 1. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili

1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 1, il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili è calcolato come la somma:

- a) del consumo finale lordo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili;
- b) del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento;
- c) del consumo finale di energia da fonti energetiche rinnovabili nei trasporti.

per il calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, il gas, l'energia elettrica e l'idrogeno prodotti da fonti rinnovabili sono presi in considerazione una sola volta.

2. 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, con le modalità, i limiti e le decorrenze fissate dal presente decreto.

3. Ai fini del comma 1, lettera a) del presente paragrafo, il consumo finale lordo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili è calcolato come quantità di elettricità prodotta a livello nazionale da fonti energetiche rinnovabili, compresa l'energia elettrica prodotta da autoconsumatori di energia rinnovabile e da comunità di energia rinnovabile, al netto della produzione di energia elettrica in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte.

4. Negli impianti multicomibustibile (centrali ibride) che utilizzano fonti rinnovabili e convenzionali, si tiene conto unicamente della parte di elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del suo contenuto energetico.

5. L'elettricità da energia idraulica ed energia eolica è presa in considerazione conformemente alla formula di normalizzazione definita al paragrafo 3.

6. Ai fini del comma 1, lettera b), del presente paragrafo, il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento è calcolato come quantità di teleriscaldamento e teleraffrescamento prodotti a livello nazionale da fonti rinnovabili più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca per il riscaldamento, il raffreddamento e i processi di lavorazione.

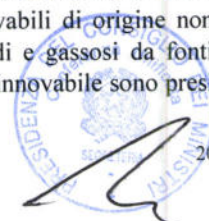
7. Negli impianti multicomibustibile che utilizzano fonti rinnovabili e convenzionali, si tiene conto unicamente della parte di calore e di freddo prodotta a partire da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del suo contenuto energetico.

8. 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 comma 1, lettera b) del presente paragrafo, 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 del presente decreto è calcolata secondo la metodologia indicata di cui al paragrafo 4 e tiene conto dell'uso di energia in tutti i settori di utilizzo finale.

9. Ai fini del comma 1, lettera b) del presente paragrafo, 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.

10. Ai fini del comma 1, lettera c) del presente paragrafo, si applicano i requisiti seguenti:

- a) il consumo finale di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti è calcolato come la somma di tutti i biocarburanti, combustibili da biomassa e combustibili liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto utilizzati nel settore dei trasporti. Tuttavia, i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto che sono prodotti da energia elettrica rinnovabile sono presi



in considerazione solo ai fini del calcolo di cui al comma 1, lettera a), per contabilizzare la quantità di energia elettrica prodotta in uno Stato membro a partire da fonti rinnovabili;

- 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 V. Per determinare il contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'Allegato V, si 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).

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

12. La somma di cui al comma 1 è adeguata in considerazione dell'eventuale ricorso a trasferimenti statistici, a progetti comuni con altri Stati membri, a progetti comuni con Paesi terzi oppure a regimi di sostegno comuni.

- a) In caso di trasferimento statistico o progetto comune tra Stati membri, la quantità trasferita:
- i. a uno Stato membro, è dedotta dalla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3;
  - ii. da uno Stato membro, è aggiunta alla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3.
- b) In caso di progetto comune con Paesi terzi, l'energia elettrica importata è aggiunta alla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 1.
- c) In caso di un regime di sostegno comune tra Stati membri, l'energia prodotta viene ridistribuita tra gli Stati membri interessati in conformità della norma di distribuzione, notificata alla Commissione entro tre mesi dalla fine del primo anno in cui prende effetto.

13. Nel calcolo del consumo finale lordo di energia nell'ambito della valutazione del conseguimento degli obiettivi e della traiettoria indicativa, la quantità di energia consumata nel settore dell'aviazione è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia, non superiore al 6,18%.

14. 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 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche dell'energia e successive modificazioni. Deve essere garantita la coerenza tra le informazioni statistiche utilizzate per il calcolo di tale quota e le informazioni statistiche trasmesse alla Commissione ai sensi di tale regolamento.

15. Ai fini del calcolo di cui al comma 1, la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di carburanti da biomassa consumati nei trasporti, se prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non supera più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale lordo di energia nei settori del trasporto stradale e ferroviario del 2020, con un valore massimo del 7 %.

## **2. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento**

1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 2, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020, si applicano i criteri di calcolo descritti al paragrafo 1, fatto salvo quanto previsto dal comma 2 del presente paragrafo.

2. Ai fini del comma 1 del presente paragrafo, è possibile:

- a) conteggiare il calore e il freddo di scarto, subordinatamente a un limite del 40% dell'aumento medio annuo;
- b) qualora la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia superiore al 60 %, considerare la quota in questione come realizzazione dell'aumento medio annuo;
- c) qualora la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia oltre il 50 % e fino al 60 %, considerare la quota in questione come realizzazione della metà dell'aumento medio annuo.

## **3. Formula di normalizzazione per il computo dell'elettricità da energia idraulica e da energia eolica**

Ai fini del computo dell'elettricità da energia idraulica si applica la seguente formula:



$$Q_{N(norm)} = C_N * \left[ \sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15$$

Dove:

N =anno di riferimento;

$Q_{N(norm)}$  =elettricità normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche nazionali nell'anno N, a fini di computo;

$Q_i$  =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali idroelettriche nazionali, 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 nazionali alla fine dell'anno i.

Ai fini del computo dell'elettricità da energia eolica on-shore si applica la seguente formula:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} * \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \left( \frac{C_j + C_{j-1}}{2} \right)}$$

Dove:

N =anno di riferimento;

$Q_{N(norm)}$  =elettricità normalizzata generata da tutte le centrali eoliche nazionali on-shore nell'anno N, a fini di computo;

$Q_i$  =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali on-shore;

$C_j$  =potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche nazionali on-shore 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 potenza e la produzione nazionale in questione.

Ai fini del computo dell'elettricità da energia eolica off-shore si applica la seguente formula:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} * \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \left( \frac{C_j + C_{j-1}}{2} \right)}$$

Dove:

N =anno di riferimento;

$Q_{N(norm)}$  =elettricità normalizzata generata da tutte le centrali eoliche nazionali off-shore nell'anno N, a fini di computo;

$Q_i$  =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali off-shore;

$C_j$  =potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche nazionali off-shore alla fine dell'anno j;

n = 4 o il numero di anni precedenti l'anno N per i quali sono disponibili dati sulla potenza e la produzione nazionale in questione.

#### 4. Computo dell'energia prodotta dalle pompe di calore

La quantità di energia aerotermica, geotermica o idrotermica catturata dalle pompe di calore da considerarsi energia da fonti rinnovabili ai fini del presente decreto legislativo, ERES, è calcolata in base alla formula seguente:



$$\text{ERES} = Q_{\text{usable}} * (1 - 1/\text{SPF})$$

Dove:

$Q_{\text{usable}}$  = il calore totale stimato prodotto da pompe di calore che rispondono ai criteri di cui al paragrafo 1, comma 8, applicato nel seguente modo: solo le pompe di calore per le quali  $\text{SPF} > 1,15 * 1/\eta$  sarà preso in considerazione;

$\text{SPF}$  = il fattore di rendimento stagionale medio stimato per tali pompe di calore;

$\eta$  = il rapporto tra la produzione totale lorda di elettricità e il consumo di energia primaria per la produzione di energia e deve essere calcolato come media a livello UE sulla base dei dati Eurostat.

Il fattore di rendimento medio stagionale (SPF) è il rapporto tra la prestazione media stagionale della pompa di calore e il rendimento  $\eta$ ; tale rendimento  $\eta$  assume valore pari a 1 per pompe di calore elettriche e pari a 0,46 per pompe di calore a gas.

In assenza di aggiornamenti in merito si applicano i parametri riportati nella Decisione 2013/114/UE dell'1 marzo 2013.

La metodologia sopra descritta sarà integrata ed aggiornata dagli atti delegati che la Commissione Europea adotterà ai sensi dell'art 7, comma 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, per stabilire una metodologia di calcolo della quantità di energia da fonti rinnovabili usata per il raffrescamento e il teleraffrescamento e per modificare l'Allegato VII della direttiva.





## **ALLEGATO II - Disposizioni per la semplificazione delle procedure per l'installazione di impianti per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica negli edifici**

### **1. Ambito di intervento**

#### **Finalità**

Le presenti disposizioni disciplinano le procedure inerenti l'installazione, ~~in ambito residenziale e terziario~~, di impianti o dispositivi tecnologici per l'efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e si applicano su tutto il territorio nazionale.

In particolare:

- stabiliscono procedure semplificate volte a facilitare l'installazione, in ambito residenziale e terziario, di impianti o dispositivi tecnologici per l'efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili;
- assicurano l'attuazione omogenea e coordinata sul territorio nazionale delle suddette procedure;
- prevedono l'eventuale adeguamento dei modelli di comunicazione al fine di perseguire la semplificazione amministrativa.

#### **Campo di applicazione**

Le disposizioni di cui al presente Allegato si applicano ai casi di nuova installazione e/o sostituzione di impianti tecnologici destinati ai servizi di climatizzazione invernale e/o estiva e/o produzione di acqua calda sanitaria, indipendentemente dal vettore energetico utilizzato, in funzione anche delle tipologie di lavori individuate dal decreto interministeriale del 26 giugno 2015 concernente "Schema e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici".

In particolare, sono definite le procedure per la realizzazione degli interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento in edifici o unità immobiliari del settore residenziale adibiti a residenza e assimilabili o terziario secondo la classificazione prevista dall'articolo 3 del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412.

Di seguito, per brevità, al posto di "edificio o unità immobiliare" può essere indicato solamente "edificio" o "immobile".

Ogni riferimento alla Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), deve intendersi al modello unificato per edilizia e attività commerciali di cui all'accordo, siglato nella Conferenza Unificata del 4 maggio 2017, tra Governo, Regioni ed enti locali, pubblicato sulla Gazzetta ufficiale n. 128 del 5 giugno 2017 – Supplemento Ordinario n. 26.

### **2. Regime giuridico degli interventi**

Il presente Capitolo disciplina il regime giuridico per gli interventi elencati nel seguito, suddivisi per tipologia di impianto, fatto salvo quanto disposto ~~dai seguenti decreti dal:~~

- ~~— decreto legislativo 25 novembre 2016, n. 222 recante individuazione di procedimenti oggetto di autorizzazione, segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA), silenzio assenso e comunicazione e definizione dei regimi amministrativi applicabili a determinate attività e procedimenti, ai sensi dell'articolo 5 della legge 7 agosto 2015, n. 124;~~
- decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;
- ~~— decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31.~~

#### **Pompe di calore**

Gli interventi di installazione e sostituzione di pompe di calore:



- a) sono considerati attività di edilizia libera e sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando:
  - i) riguardano pompe di calore con potenza termica utile nominale inferiore a 40 kW;
  - ii) sono ascrivibili al novero di interventi di manutenzione ordinaria di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380;
- b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del D.P.R. 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

L'installazione di pompe di calore da parte di installatori qualificati, destinate unicamente alla produzione di acqua calda e di aria negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi, è considerata estensione dell'impianto idrico-sanitario già in opera.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici, resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi suddetti potranno essere ricondotti alle voci A 5 o B 7 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017, alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

#### **Generatori di calore**

Gli interventi di installazione e sostituzione di generatori di calore:

- a) sono considerati attività di edilizia libera e sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando sono ascrivibili al novero di interventi di manutenzione ordinaria di cui al D.P.R. 380 del 2001;
- b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del DPR 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici, resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi suddetti, potranno essere ricondotti alle voci A 5 o B 7 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017, alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

#### **Collettori solari termici**

Gli interventi di installazione di impianti solari:

- a) sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando ascrivibili, ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, a interventi di manutenzione ordinaria nel caso in cui l'impianto è aderente o integrato nei tetti degli edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento dei tetti stessi. Nel caso di tetti a falda, l'impianto è aderente o integrato nei tetti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda. I componenti dell'impianto non modificano la sagoma degli edifici stessi e la superficie dell'impianto non è superiore a quella del tetto su cui viene realizzato;
- b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del D.P.R. 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.



Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal Codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica n. 31 del 2017. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi di cui alle voci a) e b), potranno essere ricondotti alle voci A 6 o B 8 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017 alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

### **Generatori ibridi**

Gli interventi di installazione di generatori ibridi, composti almeno da una caldaia a condensazione a gas e da una pompa di calore e dotati di specifica certificazione di prodotto devono rispettare le prescrizioni contenute nel paragrafo relativo ai generatori di calore.

### **3. Modulistica**

Al fine di minimizzare gli oneri a carico dei cittadini e delle imprese, per la realizzazione e l'esercizio degli impianti di cui al Capitolo 2 del presente Allegato, le amministrazioni competenti si adeguano alle disposizioni e adottano i modelli per la comunicazione di inizio lavori asseverata (CILA) ivi prevista.

Fatti salvi i casi di edilizia libera, ove non è necessaria comunicazione, hanno titolo a presentare i predetti modelli:

- a) i proprietari o nudi proprietari;
- b) i titolari di un diritto reale di godimento (usufrutto, uso abitazione);
- c) i delegati e/o procuratori dei soggetti di cui alle lettere a) e b). A titolo esemplificativo e non esaustivo:
  - i) i locatari o comodatari, con apposita delega di un soggetto di cui alla lettera a);
  - ii) i familiari conviventi del possessore o detentore di altri diritti reali o personali di godimento sull'immobile oggetto dell'intervento, con apposita delega di un soggetto di cui alla lettera a).

### **4. Monitoraggio**

Al fine di monitorare lo stato di conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, nel caso di installazione di impianti di cui al Capitolo 2 del presente Allegato, ~~la CILA è trasmessa in copia al GSE entro 60 giorni dall'installazione è trasmesso per via telematica al GSE dal progettista incaricato un modulo contenente le informazioni relative all'impianto installato e all'edificio o unità immobiliare oggetto di installazione~~

Ove non sia prevista la presentazione della CILA, entro 60 giorni dall'installazione è trasmesso per via telematica al GSE dal progettista incaricato un modulo semplificato di comunicazione contenente le informazioni relative all'impianto installato e all'edificio o unità immobiliare oggetto di installazione. Tale modulo è reso disponibile dal GSE entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.



## **ALLEGATO III - Obblighi per i nuovi edifici, per gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti importanti di primo livello**

### **1. Campo di applicazione**

1. Il presente Allegato si applica agli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni importanti di primo livello che ~~risultano energeticamente certificabili ai sensi rientrano nell'ambito di applicazione~~ ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, e per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.

### **2. Obblighi di utilizzo di impianti a fonti rinnovabili**

1. Gli edifici di cui al paragrafo 1, punto 1, sono progettati e realizzati in modo da garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto della copertura del 60% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 60% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva.

2. Gli obblighi di cui al punto 1 non possono essere assolti tramite impianti da fonti rinnovabili che producano esclusivamente energia elettrica la quale alimenti, a sua volta, dispositivi per la produzione di calore con effetto Joule.

**Paragrafo 2, punto 3:** analogamente a quanto sopra, si ritiene anche alla luce della maggior efficienza e resa dei pannelli, di dover elevare il coefficiente moltiplicatore previsto, incrementandolo almeno del 25% (0,025) per edifici esistenti e almeno del 50% (0,03 per gli edifici nuovi). Ciò anche alla luce del rilevante contributo atteso dalle installazioni fotovoltaiche ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di FER.

3. La potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, misurata in kW, è calcolata secondo la seguente formula:

$$P = 0,02 \cdot S$$
$$P = k \times S$$

Dove  $k$  è uguale a:

0,025 per gli edifici esistenti

0,05 per gli edifici di nuova costruzione

0,025  $S$  per le ristrutturazioni importanti

Dove  $S$  è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno ovvero la proiezione al suolo della sagoma dell'edificio, misurata in  $m^2$ . Nel calcolo della superficie in pianta non si tengono in considerazione le pertinenze, sulle quali tuttavia è consentita l'installazione degli impianti.

A partire dal 1 gennaio 2024 gli obblighi vengono rideterminati con cadenza almeno quinquennale tenendo conto dell'evoluzione tecnologica.

4. L'obbligo di cui al punto 1 non si applica qualora l'edificio sia allacciato a una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente, così come definito dell'articolo 2, comma 2, lettera tt) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, purché il teleriscaldamento copra l'intero fabbisogno di energia termica per il riscaldamento e/o il teleraffrescamento copra l'intero fabbisogno energia termica per raffrescamento.

5. Per gli edifici pubblici, gli obblighi percentuali di cui al precedente punto 1 sono elevati al 65% e punto 3 sono incrementati del 10%.

### **3. Caratteristiche e specifiche tecniche degli impianti**

1. Il rispetto dell'obbligo di cui al presente Allegato è assolto dagli impianti che rispettano i requisiti e le specifiche tecniche di cui all'Allegato II.



2 Fatti salvi i casi di alimentazione tramite le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, gli impianti a fonti rinnovabili installati per adempiere agli obblighi di cui al presente Allegato sono realizzati all'interno o sugli edifici ovvero nelle loro pertinenze. Per pertinenza si intende la superficie comprendente l'impronta a terra dei fabbricati e un'area con essi confinante. Per pertinenza non eccedente il triplo della superficie di impronta. Gli impianti fotovoltaici installati a terra non concorrono al rispetto dell'obbligo.

3. Nel caso di utilizzo di pannelli solari termici o fotovoltaici disposti su tetti a falda, i predetti componenti devono essere aderenti o integrati nei tetti medesimi, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda. Nel caso di tetti piani, la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli o dei collettori, deve risultare non superiore all'altezza minima della balaustra perimetrale. Qualora non sia presente una balaustra perimetrale, l'altezza massima dei moduli o dei collettori rispetto al piano non deve superare i 30 cm.

4. Entro sessanta giorni dalla pubblicazione del presente decreto, il Comitato Termotecnico Italiano CTI predisponde linee guida volte ad agevolare l'applicazione del presente Allegato, contenenti esempi e calcoli numerici.

#### 4. Casi di impossibilità tecnica di ottemperare all'obbligo

1. L'impossibilità tecnica di ottemperare, ~~in tutto o in parte~~, agli obblighi di integrazione di cui al presente Allegato è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili.

2. Nei casi di cui al punto 1, è fatto obbligo di ottenere un valore di energia primaria non rinnovabile, calcolato per la somma dei servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e produzione di acqua calda sanitaria ( $EP_{H,C,W,nren}$ ), inferiore al valore di energia primaria non rinnovabile limite ( $EP_{H,C,W,nren,limite}$ ) calcolato secondo quanto previsto dal punto 3 in relazione ai servizi effettivamente presenti nell'edificio di progetto.

3. Ai fini della determinazione del valore di  $EP_{H,C,W,nren,limite}$  di cui al punto 2 si determina il valore di  $EP_{H,C,W,nren,rif,standard}$  (2019/21), per l'edificio di riferimento secondo quanto previsto dall'Allegato 1, Capitolo 3 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici, dotandolo delle tecnologie e delle efficienze medie dei sottosistemi di utilizzazione fornite nella Tabella 7 di quest'ultimo e di efficienze medie stagionali sull'utilizzo dell'energia primaria non rinnovabile dei sottosistemi di generazione di cui alla seguente Tabella 1 del presente Allegato, in corrispondenza dei parametri vigenti per gli anni 2019/2021.

Tabella 1 – Efficienza sull'utilizzo dell'energia primaria non rinnovabile dei sottosistemi di generazione

Servizio	Efficienza
Climatizzazione invernale	1,54
Climatizzazione estiva	1,28
Produzione di acqua calda sanitaria	1,28

*Nota: i valori delle efficienze per i servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e per la produzione di ACS tengono già conto del fattore di conversione dell'energia primaria non rinnovabile.*

#### 5. Modalità di verifica

1. Il progettista inserisce i calcoli e le verifiche previste dal presente Allegato nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192. Una copia della relazione suddetta è trasmessa al GSE ai fini del monitoraggio del conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili di energia.

2. La verifica del rispetto dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili è effettuata dai Comuni attraverso la relazione di cui al punto 1.



3. Fermo restando il punto 2, le dichiarazioni e i dati riportati nella relazione di cui al punto 1 possono essere oggetto di controlli da parte dei Comuni nonché di ulteriori controlli stabiliti nei provvedimenti adottati dalle Regioni ai sensi dell'articolo 26, comma 7, del presente decreto.



## ALLEGATO IV – Requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento

### 1. Requisiti minimi per gli impianti che non accedono ad incentivi

1. Gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento che non accedono a incentivi pubblici rispettano i requisiti minimi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.

### 2. Requisiti minimi per gli impianti che accedono ad incentivi

#### *Pompe di calore*

1. Per le pompe di calore, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che le predette pompe di calore soddisfino i seguenti requisiti minimi:

- a) per le pompe di calore elettriche il coefficiente di prestazione istantaneo (COP) deve essere almeno pari ai valori indicati nella Tabella 1. La prestazione delle pompe deve essere dichiarata e garantita dal costruttore della pompa di calore sulla base di prove effettuate in conformità alla norma UNI EN 14511. Al momento della prova la pompa di calore deve funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nella Tabella 1.

*Tabella 1 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore elettriche*

Tipo di pompa di calore	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	COP	EER
Ambiente esterno/interno				
aria/aria	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	3,9 <sup>1</sup>	3,4
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≤ 35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,1	3,8
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento >35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	3,8	3,5
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	4,3	4,4
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,3	4,4
acqua/aria	Temperatura entrata: 10 Temperatura uscita: 7	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido entrata: 15	4,7	4,4
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	5,1	5,1

- b) per le pompe di calore a gas il coefficiente di prestazione (GUE) deve essere almeno pari ai valori indicati nella seguente Tabella 2.

*Tabella 2 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore a gas*

Tipo di pompa di calore	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	GUE <sub>h</sub>
-------------------------	-----------------------	-----------------------	------------------

<sup>1</sup>Per i soli sistemi di tipo rooftop il COP minimo è pari a 3,2.



Ambiente esterno/interno			
aria/aria	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Bulbo secco all'entrata: 20	1,46 <sup>2</sup>
aria/acqua	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Temperatura entrata: 30 <sup>3</sup>	1,38
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20	1,59
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 <sup>7</sup>	1,47
acqua/aria	Temperatura entrata: 10	Bulbo secco all'entrata: 20	1,60
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 <sup>7</sup>	1,56

Il valore minimo dell'indice di efficienza energetica (GUE<sub>e</sub>) per pompe di calore a gas è pari a 0,6 per tutte le tipologie.

La prestazione deve essere dichiarata e garantita dal costruttore della pompa di calore sulla base di prove effettuate in conformità alle seguenti norme, restando fermo che al momento della prova le pompe di calore devono funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nelle Tabelle 1 e 2 sopra riportate:

- UNI EN 12309-2015: per quanto riguarda le pompe di calore a gas ad assorbimento (valori di prova sul p.c.i.);
  - UNI EN 16905 per quanto riguarda le pompe di calore a gas a motore endotermico;
- c) nel caso di pompe di calore a gas ad assorbimento, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub> espressi come NO<sub>2</sub>), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolate in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 120 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta);
- d) nel caso di pompe di calore a gas con motore a combustione interna, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub> espressi come NO<sub>2</sub>), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolate in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 240 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta);
- e) nel caso di pompe di calore elettriche o a gas dotate di variatore di velocità (inverter o altra tipologia), i pertinenti valori di cui alle tabelle 1 e 2 sono ridotti del 5%.

### **Generatori di calore a biomassa**

1. L'accesso agli incentivi pubblici per i generatori di calore alimentati con biomassa è subordinato:

- a) nel caso di contestuale sostituzione di un altro impianto a biomasse, al conseguimento della certificazione ambientale con classe di qualità 4 stelle o superiore ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 novembre 2017, n.186;
- b) in tutti gli altri casi, al conseguimento della certificazione ambientale con classe di qualità 5 stelle ai sensi del medesimo decreto.

2. Per gli impianti e gli apparecchi a biomassa, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i seguenti requisiti minimi:

- a) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale inferiore o uguale a 500 kWt:
  - i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 303-5, classe 5, **per tutti i biocombustibili utilizzabili dal generatore;**
  - ii) obbligo di installazione di un sistema di accumulo termico dimensionato secondo quanto segue:
    - per le caldaie con alimentazione manuale del combustibile, in accordo con quanto previsto dalla norma EN 303-5, **anche nel caso di caldaie combinate legna-pellet;**

<sup>2</sup>Per i soli sistemi di tipo rooftop il GUE<sub>h</sub> minimo è pari a 1,2.

<sup>3</sup> Δt: pompe di calore ad assorbimento: temperatura di uscita di 40°C. Pompe di calore a motore endotermico: temperatura di uscita di 35°C





- per le caldaie con alimentazione automatica del combustibile, prevedendo un volume di accumulo non inferiore a 20 dm<sup>3</sup>/kWt;
  - per le caldaie automatiche a pellet prevedendo comunque un volume di accumulo, tale da garantire un'adeguata funzione di compensazione di carico, con l'obiettivo di minimizzare i cicli di accensione e spegnimento, secondo quanto indicato dall'asseverazione del progettista dell'impianto, basata su specifica analisi del sistema edificio-impianto dal costruttore e/o dal progettista;
- iii) il combustibile utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalle norme della serie ~~che ne certifichi la conformità alla norma~~ UNI EN ISO 17225 ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Nel caso delle caldaie potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato certificato, oppure pellet appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. In tutti i casi la documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet;
- Il cippato utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-4. Potrà essere utilizzato solo cippato appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato omologato, oppure appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, di validità annuale, rilasciata da un laboratorio accreditato ISO/IEC 17025, con riferimento alla UNI EN ISO 17225-4.
  - La legna da ardere utilizzata deve essere certificata da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-5. Potrà essere utilizzata solo legna da ardere appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato omologato, oppure appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore.
  - Le bricchette utilizzate devono essere certificate da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-3. Potranno essere utilizzate solo bricchette appartenenti alla classe di qualità per cui il generatore è stato omologato, oppure appartenenti a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, con validità annuale, rilasciata da un laboratorio UNI CEI ISO/IEC 17025 con riferimento alla UNI EN ISO 17225-3.
- iv) possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.
- b) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale superiore a 500 kWt:
- i) Emissioni in atmosfera verificate da un laboratorio accreditato secondo la norma EN ISO/IEC 17025 misurate in sede di impianto, con indicazione del combustibile utilizzato;
  - ii) Il combustibile utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalle norme della serie UNI EN ISO 17225. Deve essere in ogni modo garantito il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni.
    - Il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-2. Potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato testato in opera oppure appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet preconfezionato e/o all'azienda che consegna pellet sfuso.
    - Il cippato utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie

- di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-4. Potrà essere utilizzato solo cippato appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato testato in opera, oppure appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, di validità annuale, rilasciata da un laboratorio accreditato ISO/IEC 17025, con riferimento alla UNI EN ISO 17225-4.
- Le bricchette utilizzate devono essere certificate da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-3. Potranno essere utilizzate solo bricchette appartenenti alla classe di qualità per cui il generatore è stato testato in opera, oppure appartenenti a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, con validità annuale, rilasciata da un laboratorio UNI CEI ISO/IEC 17025 con riferimento alla UNI EN ISO 17225-3.
- iii) possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.
- iv) Prevedere, in caso di caldaie automatiche, un volume di accumulo tale da garantire un'adeguata funzione di compensazione di carico, con l'obiettivo di minimizzare i cicli di accensione e spegnimento, secondo quanto indicato dal progettista. Nel caso in cui non sia tecnicamente fattibile, tali fattori limitativi dovranno essere opportunamente evidenziati nella relazione tecnica di progetto.
- c) Per le stufe ed i termocamini a pellet:
- i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 14785;
- ii) il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla ~~che ne certifihi la conformità alla norma~~ UNI EN ISO 17225-2 ~~ivi incluse~~. Deve essere in ogni modo garantito il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe A1. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore.
- d) Per i termocamini a legna:
- i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13229;
- ii) la legna utilizzata e certificata secondo la norma UNI EN ISO 17225-5. Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.
- e) Per le stufe a legna:
- i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13240;
- ii) la legna utilizzata deve essere ~~certificata~~ certificata da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla ~~secondo la norma~~ UNI EN ISO 17225-5. ~~Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelli indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.~~ Potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe A1. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice identificativo rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore;
- iii) in caso di utilizzo di bricchette queste devono essere certificate da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-3. Deve essere in ogni modo garantito il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Potranno essere utilizzate solo bricchette appartenenti alla classe A1 UNI EN ISO 17225-3. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice identificativo rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore.
- iv) Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelli indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive



modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.

### Collettori solari termici

1. Per gli interventi di installazione di collettori solari termici, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

- a) i collettorisolari sono in possesso della certificazione *Solar Keymark*;
- b) in alternativa, per gli impianti solari termici prefabbricati del tipo *factory made*, la certificazione di cui alla lettera a) relativa al solo collettore può essere sostituita dalla certificazione *Solar Keymark* relativa al sistema;
- c) i collettorisolari hanno valori di producibilità specifica, espressa in termini di energia solare annua prodotta per unità di superficie lorda  $A_G$ , o di superficie degli specchi primari per i collettorilineari di Fresnel, calcolata a partire dal dato contenuto nella certificazione *Solar Keymark* (o equivalentemente nell'attestazione rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione) per una temperatura media di funzionamento di  $50^\circ\text{C}$ , superiore ai seguenti valori minimi:
  - i) nel caso di collettori piani: maggiore di  $300 \text{ kWh}/\text{m}^2$  anno, con riferimento alla località Würzburg;
  - ii) nel caso di collettori sottovuoto e collettori a tubi evacuati: maggiore di  $400 \text{ kWh}/\text{m}^2$  anno, con riferimento alla località Würzburg;
  - iii) nel caso di collettori a concentrazione: maggiore di  $550 \text{ kWh}/\text{m}^2$  anno, con riferimento alla località Atene;
- d) per gli impianti solari termici prefabbricati per i quali è applicabile solamente la norma UNI EN 12976, la producibilità specifica, in termini di energia solare annua prodotta  $Q_L$  per unità di superficie di apertura  $A_a$ , misurata secondo la norma UNI EN 12976-2 con riferimento al valore di carico giornaliero, fra quelli disponibili, più vicino, in valore assoluto, al volume netto nominale dell'accumulo del sistema solare prefabbricato, e riportata sull'apposito rapporto di prova (test report) redatto da un laboratorio accreditato, deve essere maggiore di  $400 \text{ kWh}/\text{m}^2$  anno, con riferimento alla località Würzburg;
- e) i collettori solari e i bollitori impiegati sono garantiti per almeno cinque anni;
- f) gli accessori e i componenti elettrici ed elettronici sono garantiti almeno due anni;
- g) l'installazione dell'impianto è stata eseguita in conformità ai manuali di installazione dei principali componenti;
- h) per i collettori solari a concentrazione per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione *Solar Keymark*, tale certificazione, ai fini del presente decreto, è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA;
- i) nel caso di collettori solari dotati di protezione automatica dall'eccesso di radiazione solare, per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione *Solar Keymark* e la certificazione è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA, i valori di producibilità specifica di cui alla lettera c) sono ridotti del 10%;

2. L'energia termica prodotta in un anno per unità di superficie lorda, espressa in  $\text{kWh}/\text{m}^2$  anno è calcolata come segue:

- a) per impianti solari realizzati con collettori piani o con collettori sottovuoto o collettori a tubi evacuati

$$Q_u = \frac{Q_{col}}{A_G}$$

- b) per impianti solari termici del tipo *factory made* per i quali è applicabile la sola norma EN 12976

$$Q_u = \frac{Q_L}{3,6 \cdot A_G}$$

- c) per impianti solari termici realizzati con collettori solari a concentrazione

$$Q_u = \frac{Q_{sol}}{A_G}$$



dove:

$A_G$  = l'area lorda del singolo modulo di collettore/sistema solare così come definita nelle norme UNI EN ISO 9806 e UNI EN 12976 e riportata nella certificazione *Solar Keymark* o, equivalentemente, nell'attestazione rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione;

$Q_{col}$  = è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare, espressa in kWh, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Würzburg, è riportato nella certificazione *Solar Keymark*, scegliendo, a seconda del tipo di applicazione, la temperatura media di funzionamento del collettore ( $T_m$ ) così come definita nella Tabella 3;

$Q_L$  = è l'energia termica prodotta dal sistema solare *factory made* su base annuale, espressa in MJ, così come definita ai sensi della norma UNI EN 12976, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Würzburg, è riportato nell'attestazione di conformità (*test report*) rilasciata da laboratorio accreditato. Poiché il suddetto *test report* riporta diversi valori di tale grandezza per diversi valori del carico termico giornaliero, ai fini del riconoscimento dell'incentivo va considerato il valore, tra quelli disponibili, corrispondente ad un carico termico giornaliero, espresso in litri/giorno, pari al volume del serbatoio solare o al volume ad esso più vicino;

$Q_{sol}$  = è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare a concentrazione, espressa in kWh, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Atene, è riportato nella certificazione *Solar Keymark* (ove applicabile) o nell'attestazione di conformità rilasciata dall'ENEA, scegliendo, a seconda del tipo di applicazione, la temperatura media di funzionamento del collettore ( $T_m$ ) così come definita nella Tabella 3.

Tabella 3 – Temperature medie di funzionamento in relazione alla destinazione del calore prodotto

Applicazione a cui è destinato il calore prodotto	$T_m$ - Temperatura media di funzionamento
Produzione di acqua calda sanitaria	50 °C
Produzione combinata di a.c.s. e riscaldamento ambiente	
Produzione di calore di processo a bassa temperatura	75 °C
<i>Solar cooling</i> a bassa temperatura	
Produzione di calore di processo a media temperatura	150 °C
<i>Solar cooling</i> a media temperatura	

### Generatori ibridi

1. Per gli interventi di installazione di impianti dotati di sistemi ibridi, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

- il sistema ibrido è costituito da pompa di calore e caldaia a condensazione, espressamente realizzati e concepiti dal fabbricante per funzionare in abbinamento tra loro;
- il sistema ibrido a biomassa è costituito da pompa di calore e caldaia a biomassa, espressamente realizzati e concepiti dal fabbricante per funzionare in abbinamento tra loro;
- il rapporto tra la potenza termica utile nominale della pompa di calore e la potenza termica utile nominale della caldaia è minore o uguale a 0,5;
- il COP/GUE della pompa di calore rispetta i limiti di cui al paragrafo 1.1;
- la caldaia è del tipo a condensazione e deve avere rendimento termico utile, a carico pari al 100% della potenza termica utile nominale (per le caldaie ad acqua con temperature minima e massima rispettivamente di 60 e 80 °C) maggiore o uguale a  $93 + 2 \log(P_n)$ , dove  $\log(P_n)$  è il logaritmo in base 10 della potenza utile nominale del singolo generatore, dove per valori di  $P_n$  maggiori di 400 kW si applica il limite massimo corrispondente a 400 kW;
- nel caso di sistema ibrido a biomassa, il gruppo termico costituito dalla caldaia a biomassa deve rispettare i requisiti già indicati nel capitolo generatori di calore a biomassa dell'Allegato IV, con l'esclusione dell'obbligo di installazione dei sistemi di accumulo termico;
- per impianti di potenza utile della caldaia superiore a 100 kW, è stato adottato un bruciatore di tipo modulante, la regolazione climatica agisce direttamente sul bruciatore, è stata installata una pompa di tipo elettronico a giri



variabili o sistemi assimilabili e che il sistema di distribuzione è messo a punto ed equilibrato in relazione alle portate. **Tale requisito non è richiesto per il sistema ibrido a biomassa.**

### ***Micro-cogeneratori***

1. Per gli interventi di installazione di impianti dotati di micro-cogeneratori, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

- a) l'intervento, sulla base dei dati di progetto, conduce a un risparmio di energia primaria (PES), come definito all'Allegato III del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011, pari almeno al 20%;
- b) **l'intervento relativo all'utilizzo di microcogeneratori alimentati a fonti di energia rinnovabile conduce a un risparmio di energia primaria (PES), come definito all'Allegato III del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011, pari almeno al 10%;**
- c) tutta l'energia termica prodotta è utilizzata per soddisfare la richiesta termica per la climatizzazione degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.



**ALLEGATO V - CONTENUTO ENERGETICO DEI COMBUSTIBILI**

Combustibile	Contenuto energetico in peso  (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume  (Potere calorifico inferiore, MJ/l)
<b>COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E/O OPERAZIONI DI LAVORAZIONE DELLA BIOMASSA</b>		
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 idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	44	34
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	45	30
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	44	34
Olio idrotrattato (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



Combustibile	Contenuto energetico in peso	Contenuto energetico in volume
	(Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	(Potere calorifico inferiore, MJ/l)
<b>COMBUSTIBILI RINNOVABILI CHE POSSONO ESSERE PRODOTTI A PARTIRE DA DIVERSE FONTI RINNOVABILI, COMPRESA LA BIOMASSA</b>		
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 da bioetanolo)	36 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)	27 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto interamente da bioetanolo e bio-iso-butene*)	36 (100% da rinnovabili)	27 ((100% da rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto dal bio metanolo)	35 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)	26 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto interamente da bio metanolo e bio-iso-butene*)	35 (100% da rinnovabili)	26 (100% da rinnovabili)
TAAE (ter-amil-etil-etere ottenuto dal bioetanolo)	38 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)	29 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)
TAAE (ter-amil-etil-etere ottenuto interamente da bioetanolo e bio-iso-amilene*)	38 (100% da rinnovabili)	29 (100% da rinnovabili)
TAME (ter-amil-metil-etere ottenuto dal biometanolo)	36 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)	28 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)



Combustibile	Contenuto energetico in peso (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (Potere calorifico inferiore, MJ/l)
TAME (ter-amil-metil-etero ottenuto interamente da biometanolo e bio-iso-amilene*)	36 (100% da rinnovabili)	28 (100% da rinnovabili)
THxEE (terz-esil-etil-etero ottenuto dall'etanolo)	38 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)
THxME (terz-esil-metil-etero ottenuto dal metanolo)	38 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)
<b>COMBUSTIBILI FOSSILI</b>		
Benzina	43	32
Diesel	43	36





**ALLEGATO VI – REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI  
BIOCARBURANTI, DEI BIOLIQUIDI 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**

<b>Filiera di produzione del biocarburante</b>	<b>Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico</b>	<b>Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard</b>
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 %



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 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 %
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 %
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	33 %	20 %
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	51 %	45 %
biodiesel da oli di cottura esausti	88 %	84 %



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
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, 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, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.



**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 standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Etanolo da paglia di cereali	85 %	83 %
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	84 %	84 %
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	83 %	83 %
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	84%	84%
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 metiliterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

## C. Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra

### Parte A. Gas ad effetto serra

I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del calcolo di cui alla parte B sono: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO<sub>2</sub>, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO<sub>2</sub> = 1;
- N<sub>2</sub>O = 298;
- CH<sub>4</sub> = 25.

### Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita

#### 1. Formula di calcolo

Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di carburanti per il trasporto, biocarburanti e bioliquidi sono calcolate, con le precisazioni di cui al punto 3, secondo quanto riportato rispettivamente alle lettere a) e b):

- 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<sub>ec</sub> = emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

e<sub>l</sub> = emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;

e<sub>p</sub> = emissioni derivanti dalla lavorazione;

e<sub>td</sub> = emissioni derivanti dal trasporto e alla distribuzione;

e<sub>u</sub> = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;

e<sub>sca</sub> = riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;

e<sub>ccs</sub> = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO<sub>2</sub>;

e<sub>ccr</sub> = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO<sub>2</sub>.

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 utilizzando la formula di cui alla lettera a) relativa ai 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:

$$E_{Ch} = E/\eta_h$$

- ii) per impianti che producono solo energia elettrica:

$$E_{Cel} = E/\eta_{el}$$

dove:

E<sub>Ch, el</sub> = 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;



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

$\eta_h$  = 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:

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

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

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

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;

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

$\eta_h$  = 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:

$$C_h = (T_h - T_0) / T_h$$

$T_h$  = 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:

- «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento e raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica, indipendentemente dal fatto che l'energia termica sia utilizzata ai fini di effettivo riscaldamento o di raffrescamento<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> 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. Unità di misura utilizzate e fattori di conversione

Le emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti e da bioliquidi sono espresse come segue:

- le emissioni di gas a effetto serra derivanti dai biocarburanti,  $E$ , sono espresse in grammi equivalenti di  $\text{CO}_2$  per MJ di carburante ( $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ );
- le emissioni di gas a effetto serra dai bioliquidi,  $EC$ , sono espresse in termini di grammi equivalenti di  $\text{CO}_2$  per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica) ( $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ ).

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime,  $e_{ec}$ , sono espresse in unità  $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{t}$  di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di  $\text{CO}_2$  per MJ di carburante,  $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ , è calcolata come segue:

$$\begin{aligned} e_{\text{combustibile}} & \left[ \frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{MJ di combustibile}} \right] \\ & = \frac{e_{\text{ec materia prima}} \left[ \frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{t solida}} \right]}{\text{LHV} \left[ \frac{\text{MJ materia prima}}{\text{tonn materia prima solida}} \right]} \times \text{Fattore materia prima combustibile } a \\ & \times \text{Fattore attribuzione combustibile } a \end{aligned}$$

dove:

*Fattore materia prima combustibile a* = Rapporto MJ materia prima necessaria per ottenere 1 MJ di combustibile

$$\text{Fattore attribuzione combustibile } a = \frac{\text{Energia nel combustibile}}{\text{Energia nel combustibile} + \text{Energia nei coprodotti}}$$

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

$$e_{\text{ec materia prima}} \left[ \frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{t solida}} \right] = \frac{e_{\text{ec materia prima}} \left[ \frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{t umida}} \right]}{(1 - \text{tenore umidità})}$$

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 per i prodotti intermedi.

## 3. Precisazioni formula di cui al punto 1

### a) $E_{ec}$ : emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

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  $\text{CO}_2$  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 44, comma 2, 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.

### b) $E_{sca}$ : riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra rese possibili da una migliore gestione agricola  $e_{sca}$ , come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili 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 anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un

maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti. 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.

c)  $e_i$ : emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni

Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni,  $e_i$ , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni.

Per il calcolo di dette emissioni si applica la seguente formula:

$$e_i = (CSR - CSA) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B,^5$$

dove:

$e_i$  = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche degli stock di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (esprese in massa (grammi) equivalente di CO<sub>2</sub> per unità di energia prodotta (megajoules) dal biocarburante). I "terreni coltivati"<sup>6</sup> e le "colture perenni"<sup>7</sup> sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

**CSR** = lo stock di carbonio per unità di superficie associato alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione), calcolato in linea con gli atti normativi europei<sup>8</sup>. 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;

**CSA** = lo stock di carbonio per unità di superficie associato alla destinazione reale del terreno (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione), calcolato in linea con gli atti normativi europei<sup>9</sup>. Nel caso in cui lo stock di carbonio si accumuli per oltre un anno, il valore attribuito al CSA 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 energia da biocarburante prodotta per unità di superficie all'anno);

$e_B$  = è il premio di 29 gCO<sub>2</sub>eq/MJ di biocarburante o bioliquido la cui materia prima coltivata è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati ( da aggiungere alla fine del calcolo in quanto si riferisce al biocarburante o bioliquido finito), applicabile nel caso 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

<sup>5</sup> Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO<sub>2</sub> (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664;

<sup>6</sup> Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

<sup>7</sup> Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo solitamente non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.

<sup>8</sup> Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

<sup>9</sup> Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.



b) è pesantemente degradato<sup>10</sup>, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO<sub>2</sub>eq/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.

d) e<sub>p</sub>: emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e<sub>p</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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.

e) e<sub>td</sub>: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e<sub>td</sub>, 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 alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

f) e<sub>u</sub>: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni del carburante al momento dell'uso, e<sub>u</sub>, sono considerate pari a zero per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO<sub>2</sub> (N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e<sub>u</sub> per i bioliquidi.

g) e<sub>ccs</sub>: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO<sub>2</sub>

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO<sub>2</sub>, e<sub>ccs</sub>, che non sia già stata computata in e<sub>p</sub>, è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> 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.

h) e<sub>ccr</sub>: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO<sub>2</sub>

La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO<sub>2</sub>, e<sub>ccr</sub>, è direttamente collegata alla produzione di biocarburante o bioliquido alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO<sub>2</sub> il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO<sub>2</sub> derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

i) allocazione emissioni in caso di cogenerazione

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

<sup>10</sup> 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.

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:

$$C_h = (T_h - T_0) / T_h$$

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:

- «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

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

#### l) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

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 di quanto previsto alla lettera i).

Ai fini del calcolo, le emissioni da dividere sono:  $e_{ec} + e_l + e_{sca}$  + le frazioni di  $e_p$ ,  $e_{id}$ ,  $e_{ccs}$ , ed  $e_{ccr}$  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. Nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

#### m) calcolo emissioni in caso di rifiuti e residui

Rifiuti e residui, compresi fronde e rami degli alberi, paglia, lolla, tutoli e gusci, e i residui della lavorazione, compresa la glicerina grezza (glicerina non raffinata) e bagasse, 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 essi sono trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.



*Parte C. Risparmio delle emissioni*

Il risparmio conseguito rispettivamente da biocarburanti e da bioliquidi è calcolato come segue:

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

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

dove:

$E_B$  = totale delle emissioni derivanti dal biocarburante;

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

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 CO<sub>2eq</sub>/MJ.

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

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

dove:

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

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

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di energia elettrica, il carburante fossile di riferimento  $EC_{F(e)}$  è 183 gCO<sub>2eq</sub>/MJ.

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di calore utile, così come nella produzione di riscaldamento e/o raffrescamento, il carburante fossile di riferimento  $EC_{F(h\&c)}$  è 80g CO<sub>2eq</sub>/MJ.

#### D. Valori standard

disaggregati per i biocarburanti e i bioliquidi

Tabella 1: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» comprese le emissioni di N<sub>2</sub>O del suolo

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO <sub>2</sub> 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
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analogà a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAAE prodotta da fonti rinnovabili	analogà 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
biodiesel da olio di palma	26,0	26,0
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
olio vegetale idrotrattato da olio di palma	27,3	27,3



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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.



Tabella 2: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» – solo per le emissioni di N2O del suolo (esse sono già comprese nei valori disaggregati per le emissioni da coltivazione di cui alla Tabella 1)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO2eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO2eq/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	
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



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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

\* 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.



Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO <sub>2</sub> 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
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
<b>Filiera di produzione del biocarburante</b>	<b>Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico</b>	<b>Emissioni di gas a effetto serra -valore standard</b>



	(gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	(gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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'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	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
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



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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.

\*\*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.



Tabella 4: Valori standard disaggregati per l'estrazione dell'olio (già compresi nei valori disaggregati ai fini delle emissioni da lavorazione riportate nella Tabella C)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> 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 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
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 metano all'oleificio)	3,8	5,4
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio 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

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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 metano all'oleificio)	3,8	5,3
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



Tabella 5: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> 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 caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	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



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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	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
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,6	1,6
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
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,7	1,7
olio idrotrattato 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



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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.

\*\*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.



Tabella 6: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale.

I seguenti valori sono già compresi nei valori della Tabella 5 ma utilizzabili dall'operatore economico che intenda dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di cereali o di oli

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> 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
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
<b>Filiera di produzione del biocarburante</b>	<b>Emissioni di gas a effetto serra valore tipico</b>	<b>Emissioni di gas a effetto serra valore tipico</b>





	(gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	(gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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'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	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 idrotreatato da semi di colza	1,2	1,2
olio vegetale idrotreatato da semi di girasole	1,2	1,2
olio vegetale idrotreatato da soia	1,2	1,2
olio vegetale idrotreatato da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,2	1,2
olio vegetale idrotreatato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,2	1,2
olio idrotreatato da oli di cottura esausti	1,2	1,2
olio idrotreatato da colatura di grassi animali (**)	1,2	1,2

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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.

\*\* 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.



Tabella 7: Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> 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
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
<b>Filiera di produzione del biocarburante</b>	<b>Emissioni di gas a effetto serra</b>	<b>Emissioni di gas a effetto</b>



	valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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	45,5	50,1
biodiesel da semi di girasole	40,0	44,7
biodiesel da soia	42,2	47,0
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
biodiesel da oli di cottura esausti	11,2	14,9
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	15,2	20,7
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
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
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
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	56,4	65,5



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	38,5	40,3
olio vegetale 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.

\*\*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

**E. Stima dei valori standard disaggregati per i futuri biocarburanti e bioliquidi non presenti sul mercato o presenti sul mercato solo in quantità trascurabili al 2016**

*Tabella 1: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» comprese le emissioni di N2O (compresa la truciolatura di residui di legno o legno coltivato)*

<b>Filiera di produzione del biocarburante</b>	<b>Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO<sub>2</sub>eq/MJ)</b>	<b>Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO<sub>2</sub>eq/MJ)</b>
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
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
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	3,1	3,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	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) 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'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Tabella 2: Valori standard disaggregati per le emissioni di N<sub>2</sub>O del suolo (già incluse nei valori standard disaggregati per le emissioni da coltivazione nella Tabella 1)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> 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 autonomo	0	0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1
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) 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'etere metilbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> 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) da legno coltivato 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
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'etere metiliterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



Tabella 4: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	7,1	7,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	8,6	8,6
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'etere metilbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



Tabella 5: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale.

Tali valori sono già compresi nei valori della Tabella 4 ma utilizzabili dall'operatore economico che intende dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di materie prime.

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> 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 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'etere metiliterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Tabella 6: Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> 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
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	16,2	16,2
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
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'etere metilbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



**ALLEGATO VII – 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**

*A1: Valori tipici e standard per i combustibili solidi da biomassa*

*Tabella 1: Truciolini 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
Truciolini di legno da residui forestali	1-500km	93%	89%	91%	87%
	500-2.500km	89%	84%	87%	81%
	2.500-10.000km	82%	73%	78%	67%
	Superiore a 10.000 km	67%	51%	60%	41%
Truciolini di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000km	77%	65%	73%	60%
Truciolini di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500km	89%	83%	87%	81%
	500-2.500km	85%	78%	84%	76%
	2.500-10.000km	78%	67%	74%	62%
	Superiore a 10.000 km	63%	45%	57%	35%
Truciolini di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500km	91%	87%	90%	85%
	500-2.500km	88%	82%	86%	79%
	2.500-10.000km	80%	70%	77%	65%
	Superiore a 10.000 km	65%	48%	59%	39%
Truciolini di legno da corteccia d'albero	1-500km	93%	89%	92%	88%
	500-2500km	90%	85%	88%	82%
	2500-10000km	82%	73%	79%	68%
	Superiore a 10.000 km	67%	51%	61%	42%

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 industriali	1-500km	94%	92%	93%	90%
	500-2500km	91%	87%	90%	85%
	2500-10000km	83%	75%	80%	71%
	Superiore a 10.000 km	69%	54%	63%	44%

Tabella 2: Pellet (\*)

Sistemi 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	1-500km	58%	37%	49%	24%
		500-2.500km	58%	37%	49%	25%
		2.500-10.000km	55%	34%	47%	21%
		Superiore a 10.000 km	50%	26%	40%	11%
	Caso 2	1-500km	77%	66%	72%	59%
		500-2.500km	77%	66%	72%	59%
		2.500-10.000km	75%	62%	70%	55%
		Superiore a 10.000 km	69%	54%	63%	45%
	Caso 3	1-500km	92%	88%	90%	85%
		500-2.500km	92%	88%	90%	86%
		2.500-10.000km	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	2.500-10.000km	52%	28%	43%	15%
	Caso 2	2.500-10.000km	70%	56%	66%	49%
	Caso 3	2.500-10.000km	85%	78%	83%	75%
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	Caso 1	1-500km	54%	32%	46%	20%
		500-10.000km	52%	29%	44%	16%
		Superiore a 10.000 km	47%	21%	37%	7%
	Caso 2	1-500km	73%	60%	69%	54%
		500-10.000km	71%	57%	67%	50%
		Superiore a 10.000 km	66%	49%	60%	41%
	Caso 3	1-500km	88%	82%	87%	81%
		500-10.000km	86%	79%	84%	77%
		Superiore a 10.000 km	80%	71%	78%	67%

Sistemi 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 2	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 3	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 2	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 3	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%

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 2	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 3	1-500km	95%	93%	94%	91%
		500-2.500km	95%	93%	94%	92%
		2.500-10.000km	93%	90%	92%	88%
		Superiore a 10.000km	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 2 si riferisce ai processi in cui una caldaia alimentata con trucioli di legno pressiccati è utilizzata per fornire il calore di processo. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.
- Il caso 3 si riferisce ai processi in cui un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno pressiccati è utilizzato per fornire energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.





Tabella 3: Filiera agricola

Sistemi di produzione di combustibili 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 <sup>3</sup> (*)	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 <sup>3</sup> (**)	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%
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 <sub>4</sub> 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, puli 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).



A2: Valori tipici e standard per i combustibili gassosi da biomassa

Tabella 1: 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%
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 e nel 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).

- (1) I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovute alla gestione del letame non trattato. Il valore di  $SCG$  considerato è pari a  $-45 \text{ g CO}_2\text{eq/MJ}$  di letame utilizzato nella digestione anaerobica.
- (2) Lo stoccaggio scoperto di digestato comporta ulteriori emissioni di  $\text{CH}_4$  e  $\text{N}_2\text{O}$ . 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 si recupera 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.



Tabella 2: Biogas per la produzione di energia elettrica – miscele di letame e di granturco

Sistemi di produzione di biogas		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 %	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%
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%



Tabella 3: 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  $94 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ .

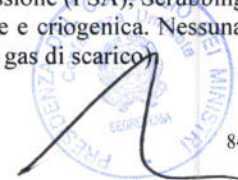
Tabella 4: Biometano per trasporti- miscele di letame e granturco (\*)

Sistemi 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 <sup>11</sup>	62%	35%
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico <sup>12</sup>	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  $94 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ .

<sup>11</sup> 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).

<sup>12</sup> 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. Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra

### Parte A. Gas ad effetto serra

I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del calcolo di cui alla lettera B sono: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO<sub>2</sub>, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO<sub>2</sub> = 1;
- N<sub>2</sub>O = 298;
- CH<sub>4</sub> = 25.

### Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita

#### 1. Formula di calcolo

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<sub>ec</sub>** = emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

**e<sub>l</sub>** = emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;

**e<sub>p</sub>** = emissioni derivanti dalla lavorazione;

**e<sub>td</sub>** = emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione;

**e<sub>u</sub>** = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;

**e<sub>sca</sub>** = riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;

**e<sub>ccs</sub>** = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO<sub>2</sub>; e

**e<sub>ccr</sub>** = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO<sub>2</sub>.

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:

$$E = \sum_1^n E_n * S_n$$

dove:

**E** = le emissioni di gas a effetto serra per MJ di biogas o biometano da codigestione della definita miscela di substrati;

**S<sub>n</sub>** = quota di materie prime n nel contenuto energetico;

**E<sub>n</sub>** = le emissioni espresse in g CO<sub>2</sub>/MJ per la filiera n come indicato nella parte D del presente Allegato (\*).

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n W_n}$$

dove:

**P<sub>n</sub>** = rendimento energetico [MJ] per chilogrammo di input umido di materie prime n(\*\*);



$W_n$  = fattore di ponderazione di substrato  $n$  definito come:

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \left( \frac{1-AM_n}{1-SM_n} \right)$$

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  $n$  (\*\*\*)).

(\*) Per il letame animale utilizzato come substrato, un bonus di 45 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di letame (- 54 kg CO<sub>2</sub>eq/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 [MJbiogas/kg granturco umido @ 65 % umidità];
- P(Letame): 0,50 [MJbiogas/kg letame umido @ 90 % umidità];
- P(Biorifiuti): 3,41 [MJbiogas/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:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td, \text{materia prima, } n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td, \text{prodotto}} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

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  $n$ ;

$e_{td, \text{materia prima, } n}$  = 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;

$e_{td, \text{prodotto}}$  = 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;

$e_{ccr}$  = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione dell'anidride carbonica.

(\*) Per l'esca un bonus di 45 g CO<sub>2</sub> 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 raffrescamento, 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:

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

- 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;

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

$\eta_h$  = 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 bioliquido prima della conversione finale;

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

$\eta_h$  = 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:

$$C_h = (T_h - T_0) / T_h$$

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 del presente calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «cogenerazione» la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni





sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica, indipendentemente dal fatto che l'energia termica venga utilizzata per l'effettivo riscaldamento o raffreddamento<sup>13</sup>.

## 2. Unità di misura utilizzate e fattori di conversione

Le emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa sono espresse come segue:

- le emissioni di gas a effetto serra derivanti da combustibili da biomassa, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO<sub>2</sub> per MJ di combustibile da biomassa (g CO<sub>2eq</sub>/MJ);
- 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 CO<sub>2</sub> per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), (gCO<sub>2eq</sub>/MJ).

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, ecc, sono espresse in unità g CO<sub>2eq</sub>/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO<sub>2</sub> per MJ di carburante, g CO<sub>2eq</sub>/MJ, è calcolata come segue:

$$E_{ccombustibile_a} \left[ \frac{gCO_{2eq}}{MJ_{combustibile}} \right] = \frac{e_{ecmateria\ prima_a} \left[ \frac{gCO_{2eq}}{t_{solida}} \right]}{LHV_a \left( \frac{MJ\ materia\ prima}{t\ materia\ prima\ solida} \right)} \text{ Fattore materia prima combustibile}_a * \text{ Fattore attribuzione combustibile}_a$$

Dove:

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

$$\text{Fattore materia prima combustibile}_a = [\text{Rapporto MJ materia prima necessaria per ottenere 1 MJ di combustibile}]$$

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

$$e_{ecmateria\ prima_a} \left[ \frac{gCO_{2eq}}{t_{solida}} \right] = \frac{e_{ecmateria\ prima_a} \left[ \frac{gCO_{2eq}}{t_{umida}} \right]}{(1 - \text{tenore umidità})}$$

La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, ecc, descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocombustibile 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, ecc, per i prodotti intermedi.

## 3. Precisazioni formula di cui al punto 1

### a) E<sub>ec</sub>: emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione, raccolta o coltivazione delle materie prime, ecc, 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 CO<sub>2</sub> 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 44, comma 2, 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.

### b) E<sub>eca</sub>: riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

<sup>13</sup> Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffreddamento (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 raffreddamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.

Le riduzioni di emissioni rese possibili da una migliore gestione agricola esca, come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili 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 anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti. 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.

c)  $e_i$ : emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni

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

$$e_i = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B^{14}$$

dove:

$e_i$  = 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 equivalente di CO<sub>2</sub> per unità di energia prodotta dal combustibile da biomassa). I «terreni coltivati»<sup>15</sup> e le «colture perenni»<sup>16</sup> 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) calcolato in linea con gli atti normativi europei<sup>17</sup>. 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) calcolato in linea con gli atti normativi europei<sup>18</sup>. 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 CO<sub>2eq</sub>/MJ di combustibile da biomassa se la biomassa è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati, applicabile nel caso 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

<sup>14</sup>Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO<sub>2</sub> (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

<sup>15</sup>Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

<sup>16</sup>Colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio

<sup>17</sup>Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

<sup>18</sup>Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.



b) è pesantemente degradato<sup>19</sup>, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO<sub>2eq</sub>/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.

#### d) e<sub>p</sub>: emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e<sub>p</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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.

#### e) e<sub>td</sub>: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e<sub>td</sub>, 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 alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

#### f) e<sub>u</sub>: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dal combustibile al momento dell'uso, e<sub>u</sub>, sono considerate pari a zero per i combustibili da biomassa. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e<sub>u</sub>.

#### g) e<sub>ccs</sub>: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO<sub>2</sub>

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>, e<sub>ccs</sub>, che non è già stata computata in e<sub>p</sub>, è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> 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.

#### h) e<sub>ccr</sub>: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO<sub>2</sub>

La riduzione delle emissioni da cattura e sostituzione di CO<sub>2</sub>, e<sub>ccr</sub>, è direttamente collegata alla produzione di combustibile da biomassa al quale le emissioni sono attribuite, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura di CO<sub>2</sub> il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato in sostituzione della CO<sub>2</sub> ascrivibile ai combustibili fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

#### i) allocazione emissioni in caso di cogenerazione

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<sub>h</sub>, calcolato come segue:

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

<sup>19</sup>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.



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),  $Ch$  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:

- «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato

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

#### l) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

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 di quanto previsto alla lettera i).

Ai fini del calcolo, le emissioni da dividere sono:  $e_{ec} + e_l + e_{sca} +$  le frazioni di  $e_p$ ,  $e_{td}$ ,  $e_{ccs}$ , ed  $e_{ccr}$  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 dalla lettera c). Nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

#### m) calcolo emissioni in caso di rifiuti e residui

Rifiuti e residui, compresi fronde e rami degli alberi, paglia, lolla, tutoli e gusci, e i residui della lavorazione, compresa la glicerina grezza (glicerina non raffinata) e bagasse, 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 essi sono trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.

#### **Parte C. Risparmio delle emissioni**

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:



$$\text{RIDUZIONE} = (E_F(t) - E_B) / E_F(t)$$

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.

- b) la riduzione di emissioni di gas a effetto serra da calore e raffrescamento, ed energia elettrica prodotti da combustibili da biomassa:

$$\text{RIDUZIONE} = (ECF(h\&c,el) - ECB(h\&c,el)) / ECF(h\&c,el),$$

dove:

$ECB(h\&c,el)$  = totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica;

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

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di energia elettrica, il valore del combustibile fossile di riferimento  $ECF(el)$  è 183 g  $CO_{2eq}/MJ$  di energia elettrica o 212 g  $CO_{2eq}/MJ$  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, il valore del combustibile fossile di riferimento  $ECF(h)$  è 80 g  $CO_{2eq}/MJ$  di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile, laddove può essere comprovata una sostituzione fisica diretta del carbone, il valore del combustibile fossile di riferimento  $ECF(h)$  è 124 g  $CO_{2eq}/MJ$  di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati per il trasporto, il valore del combustibile fossile di riferimento  $ECF(t)$  è 94 g  $CO_{2eq}/MJ$ .



C. Valoristandarddisaggregatipericombustibilidabiomassa

C1: Valoristandarddisaggregatipericombustibili solidi dabiomassa

Tabella 1: Trucioli di legno

Sistemi di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni di versamento di CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> 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
Sistema di produzione di	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)			



combustibile da biomassa						)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni di CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni di CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Trucioli 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
Trucioli 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



Tabella 2: Bricchetti o pellet di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> 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
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2)	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)	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 2)	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 3)	2.500-10.000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3





Sistemi di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> 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 2)	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)	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 2)	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



Sistemi di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 3)	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 2)	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)	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
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



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2)	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)	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



Tabella 3: Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra (gCO <sub>2</sub> eq/MJ) - Valore tipico				Emissioni di gas a effetto serra (gCO <sub>2</sub> eq/MJ) - Valore standard			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	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 CH4 provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3



C2: valori standard disaggregati per i combustibili gassosi da biomassa

Tabella 1: Biogas per la produzione di energia elettrica

Sistemi di produzione di combustibili da biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]					VALORI STANDARD [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]				
			Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse da CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Credito per letame	Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse da CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Credito per letame
Letame umido (1)	caso1	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
	caso2	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
	caso3	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

(1) I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovute all'aggiunta di letame non trattato. Il valore di  $e_{sca}$  considerato è pari a -45 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.



Sistemi di produzione di combustibili da biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]					VALORI STANDARD [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]				
			Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Credito per letame	Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Credito per letame
Pianta intera del granturco (1)	caso 1	Digestato scoperto	15,6	13,5	8,9	0,0 <sup>(2)</sup>	—	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	—
	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	—
Biorifiuti	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	—

(1) Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.

(2) 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 di biomassa solida e gassosa per l'elettricità, il riscaldamento e il raffrescamento, incluso il valore relativo alla «coltivazione». Il valore per il trasporto di insilati di mais rappresenta lo 0,4 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di biogas.





Tabella 2: Biometano

Sistemi di produzione di biometano	Soluzione tecnologica		VALORITIPICI [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]						VALORISTANDARD [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]					
			Coltivazione	Trattamento	Upgrading	Trasporto	Compressione pressolastazioned'im-barco	Credito per letame	Coltivazione	Trattamento	Upgrading	Trasporto	Compressione pressolastazioned'im-barco	Credito 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**

**D1: Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile solido da biomassa**

*Tabella 1: valori trucioli, bricchetti e pellet*

Sistemi di produzione di combustibili da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
Trucioli di legno da residui forestali	1-500km	5	6
	500-2.500km	7	9
	2.500-10.000km	12	15
	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000km	16	18
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500km	8	9
	500-2.500km	10	11
	2.500-10.000km	15	18
	Superiore a 10.000 km	25	30
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500km	6	7
	500-2.500km	8	10
	2.500-10.000km	14	16
	Superiore a 10.000 km	24	28
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500km	5	6
	500-2.500km	7	8
	2.500-10.000km	12	15



	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da residui industriali	1-500km	4	5
	500-2.500km	6	7
	2.500-10.000km	11	13
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500km	29	35
	500-2.500km	29	35
	2.500-10.000km	30	36
	Superiore a 10.000 km	34	41



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2)	1-500km	16	19
	500-2.500km	16	19
	2.500-10.000km	17	21
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3)	1-500km	6	7
	500-2.500km	6	7
	2.500-10.000km	7	8
	Superiore a 10.000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 1)	2.500-10.000km	33	39
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 2)	2.500-10.000km	20	23
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 3)	2.500-10.000km	10	11
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 1)	1-500km	31	37
	500-10.000km	32	38
	Superiore a 10000km	36	43
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 2)	1-500km	18	21
	500-10000km	20	23
	Superiore a 10 000 km	23	27
Bricchetti o pellet di legno da	1-500km	8	9



boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 3)	500-10000km	10	11
	Superiore a 10 000 km	13	15



Sistemi di produzione di combustibili da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 1)	1-500 km	30	35
	500-10000 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 2)	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 3)	1-500 km	6	7
	500-10 000 km	8	9
	Superiore a 10 000 km	11	13
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 2)	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)	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



Sistemi di produzione di combustibili da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
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 2)	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)	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

- Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata un'acqua calda da una sorgente naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pelletizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pelletizzazione dall'arete;
- Il caso 2 si riferisce ai processi in cui è utilizzata un'acqua calda alimentata con rifiuti di legno per fornire il calore di processo all'impianto di pelletizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pelletizzazione dall'arete;
- Il caso 3 si riferisce ai processi in cui è utilizzato un impianto di cogenerazione alimentato con rifiuti di legno per fornire l'energia elettrica termica all'impianto di pelletizzazione.





Tabella 2: filiera agricola

Sistema di produzione di combustibili da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m <sup>3</sup> (1)	1-500km	4	4
	500-2.500km	8	9
	2.500-10.000km	15	18
	Superiore a 10.000 km	29	35
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m <sup>3</sup> (2)	1-500km	4	4
	500-2.500km	5	6
	2.500-10.000km	8	10
	Superiore a 10.000 km	15	18
Paglia in pellet	1-500km	8	10
	500-10.000km	10	12
	Superiore a 10.000 km	14	16
Bricchetti di bagassa	500-10.000km	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 CH4 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, puli di avena, balle di bagassa di canna da zucchero (elenco non esaustivo).

(2) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di nocce, baccelli di soia, gusci di palmisti (elenco non esaustivo).



**D2: Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile gassoso da biomassa**

*Tabella 1: Valori tipici e standard di biogas per la produzione di energia elettrica*

Sistemi di produzione di biogas	Soluzioni tecnologiche		Valore tipico	Valore standard
			Emissioni di gas a effetto serra (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
Biogas da letame umido per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto(3)	-28	3
		Digestato coperto (4)	-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
--	-------------------	----	----

(3) 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  $0,05 \text{ MJ CH}_4 / \text{MJ biogas}$  per il letame,  $0,035 \text{ MJ CH}_4 / \text{MJ biogas}$  per il granturco e  $0,01 \text{ MJ CH}_4 / \text{MJ biogas}$  per i rifiuti organici.

(4) Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta digesi e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano.



Tabella 2: Valori tipici e standard di biogas per il biometano

Sistemi di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO <sub>2</sub> 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 da 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	10	14



	combustione dei gas di scarico*		
--	---------------------------------	--	--

(1) Questacategoriacomprende le seguentecategorieditecnologieperl'upgradingdelbiogasinbiometano: 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 CH<sub>4</sub> / MJ biometano per le emissioni di metano nei gas di scarico.

(2) Questacategoriacomprende le seguentecategorieditecnologieperl'upgradingdelbiogasinbiometano: 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).

\* Con apposito decreto del Ministero della transizione ecologica possono essere individuati processi e assetti impiantistici assimilabili a questa soluzione tecnologica



Tabella 3: Valori tipici e standard – biogas – miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistemi di produzione di biogas		Soluzioni tecnologiche	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore Standard (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)
Letame – Granturco 80%-20%	Caso 1	Digestato coperto	17	33
		Digestato coperto	-12	-9
	Caso 2	Digestato coperto	22	40
		Digestato coperto	-7	-2
	Caso 3	Digestato coperto	23	43
		Digestato coperto	-9	-4
Letame – Granturco 70%-30%	Caso 1	Digestato coperto	24	37
		Digestato coperto	0	3
	Caso 2	Digestato coperto	29	45
		Digestato coperto	4	10
	Caso 3	Digestato coperto	31	48
		Digestato coperto	4	10
Letame – Granturco 60%-40%	Caso 1	Digestato coperto	28	40
		Digestato coperto	7	11
	Caso 2	Digestato coperto	33	47
		Digestato coperto	12	18
	Caso 3	Digestato coperto	36	52



	Digestato coperto	12	18
--	-------------------	----	----

- Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica termica necessaria al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di generazione 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 generazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori in corso sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione 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 è fornito da un acido da biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di generazione non si trova in loco e il biogas è venduto (manontrasformatoinbiometano).





Tabella 4: Valori tipici e standard – biometano - miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistemi di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>eq/MJ di biometano deve essere aggiunto ai valori tipici e un valore di 4,6 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di biometano ai valori standard.



ALLEGATO VIII Materie prime *double counting*

**Parte A. Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, commi 1 e 2, è considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a).**

- 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 205 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- c) Rifiuto organico come definito all'articolo 183, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'articolo 20 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- 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. Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, comma 1, è limitato ai sensi del comma 2 lettera b) e può essere considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a).**

- a) Olio da cucina usato;
- b) Grassi animali classificati di categorie 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009.

