

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)

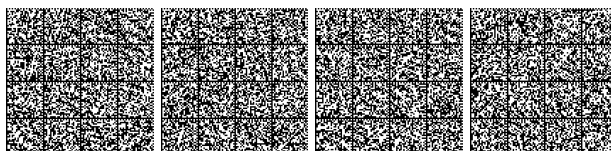
ALLEGATO IV Requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento (articolo 29)

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.

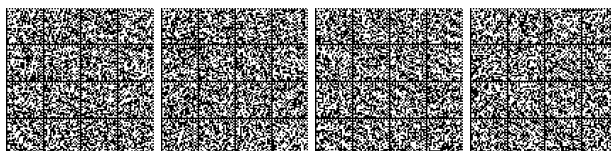
4. Negli impianti multicom bustibile (centrali ibride) che utilizzano fonti rinnovabili e convenzionali, si tiene conto unicamente della parte di elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del suo contenuto energetico.

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 multicom bustibile 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. Tale metodologia è aggiornata per tenere conto degli atti delegati emanati dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 7, comma 3, quinto capoverso della direttiva (UE) 2018/2001.

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

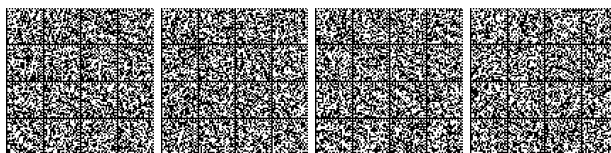
Ai fini del computo dell'elettricità da energia idraulica si applica la seguente formula:

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

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_{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;

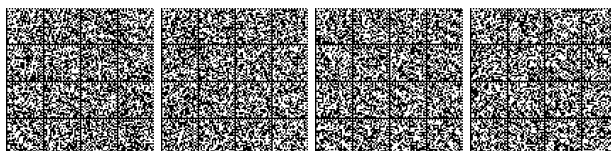
SPF = il fattore di rendimento stagionale medio stimato per tali pompe di calore;

η = 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 η; tale rendimento η 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 all'installazione 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 dal decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42.

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.

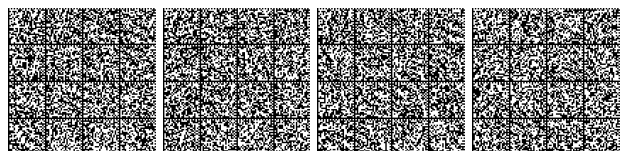
Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici, resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria 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);

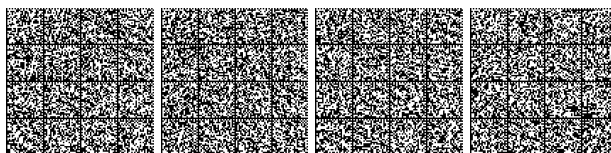


- ii) i familiari conviventi del possessore o detentore di altri diritti reali o personali di godimento sull'immobile oggetto dell'intervento, con apposita delega di un soggetto di cui alla lettera a).

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, 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

1. Campo di applicazione

1. Il presente Allegato si applica agli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti ai sensi del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che rientrino nell'ambito di applicazione 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.

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:

$$P = k \cdot S$$

Dove:

- k è uguale a 0,025 per gli edifici esistenti e 0,05 per gli edifici di nuova costruzione;
- 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.

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 punto 1 sono elevati al 65% e gli obblighi di cui al punto 3 sono incrementati del 10%.



6. A decorrere dal 1° gennaio 2024, gli obblighi di cui al presente paragrafo sono rideterminati con cadenza almeno quinquennale, tenendo conto dell'evoluzione tecnologica. In occasione della suddetta revisione degli obblighi, è valutata l'estensione degli stessi agli edifici sottoposti a una ristrutturazione importante di primo livello, nonché alle categorie di edifici appartenenti alle categorie E2, E3 ed E5 di cui all'articolo 3 del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, con superficie utile superiore a 10.000 metri quadri, anche se non sottoposti a ristrutturazione

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 comunque 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 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
<i>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.</i>	

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 ¹	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

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



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

Il valore minimo dell'indice di efficienza energetica (GUE_e) 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:

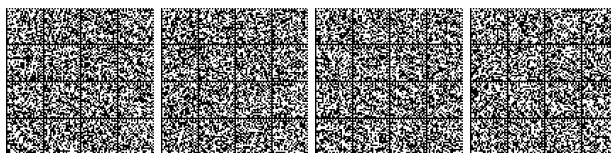
- UNI EN 12309-2015: per quanto riguarda le pompe di calore a gas ad assorbimento (valori di prova sul p.c.i.);
 - UNI EN 16905 per quanto riguarda le pompe di calore a gas a motore endotermico;
- c) nel caso di pompe di calore a gas ad assorbimento, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NO_x espressi come NO₂), 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_x espressi come NO₂), 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:

² Per i soli sistemi di tipo rooftop il GUE_h minimo è pari a 1,2.

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



- 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 utilizzati 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;
 - per le caldaie con alimentazione automatica del combustibile, prevedendo un volume di accumulo non inferiore a 20 dm³/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.
 - 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 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 norma UNI EN ISO 17225-2. 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 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 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 collettori solari 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 collettori solari 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 collettori lineari 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°C , superiore ai seguenti valori minimi:
 - i) nel caso di collettori piani: maggiore di $300 \text{ kWh}_t/\text{m}^2$ anno, con riferimento alla località Würzburg;
 - ii) nel caso di collettori sottovuoto e collettori a tubi evacuati: maggiore di $400 \text{ kWh}_t/\text{m}^2$ anno, con riferimento alla località Würzburg;
 - iii) nel caso di collettori a concentrazione: maggiore di $550 \text{ kWh}_t/\text{m}^2$ 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 $400 \text{ kWh}_t/\text{m}^2$ 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 kWh/m²anno 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_t, 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:

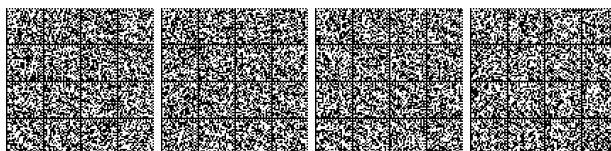
- il sistema ibrido è costituito da pompa di calore e caldaia a condensazione, espressamente realizzati e concepiti dal fabbricante per funzionare in abbinamento tra loro;
- il sistema ibrido a biomassa è costituito da pompa di calore e caldaia a biomassa, espressamente realizzati e concepiti dal fabbricante 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

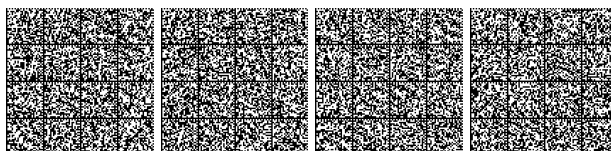
1. Per gli interventi di installazione di impianti dotati di micro-cogeneratori, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

- 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.

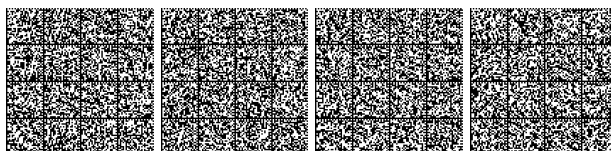


ALLEGATO V - CONTENUTO ENERGETICO DEI COMBUSTIBILI

Combustibile	Contenuto energetico in peso (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (Potere calorifico inferiore, MJ/l)
COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E/O OPERAZIONI DI LAVORAZIONE DELLA BIOMASSA		
Biopropano	46	24
Olio vegetale puro (olio prodotto a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, grezzo o raffinato ma chimicamente non modificato)	37	34
Biodiesel - estere metilico di acidi grassi (estere metilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	37	33
Biodiesel - estere etilico di acidi grassi (estere etilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	38	34
Biogas che può essere sottoposto a purificazione per ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale	50	-
Olio 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 (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (Potere calorifico inferiore, MJ/l)
COMBUSTIBILI RINNOVABILI CHE POSSONO ESSERE PRODOTTI A PARTIRE DA DIVERSE FONTI RINNOVABILI, COMPRESA LA BIOMASSA		
Metanolo da fonti rinnovabili	20	16
Etanolo da fonti rinnovabili	27	21
Propanolo da fonti rinnovabili	31	25
Butanolo da fonti rinnovabili	33	27
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati a essere usati come sostituti del diesel)	44	34
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti della benzina)	44	33
Carburante per aviazione sintetico Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti del carburante per aviazione)	44	33
Gas di petrolio liquefatto sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati ad essere usati come sostituti del gas di petrolio liquefatto)	46	24
DME (etere dimetilico)	28	19
Idrogeno da fonti rinnovabili	120	—
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto 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)
TAEE (ter-amil-etil-etere ottenuto dal bioetanolo)	38 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)	29 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)
TAEE (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)



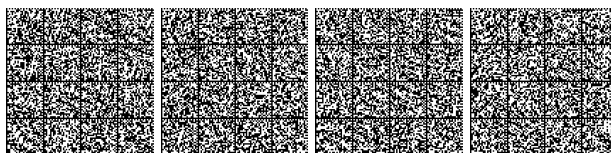
Combustibile	Contenuto energetico in peso (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (Potere calorifico inferiore, MJ/l)
TAME (ter-amil-metil-etero ottenuto interamente da biometanolo e bio-iso-amilene*)	36 (100% da rinnovabili)	28 (100% da rinnovabili)
THxEE (terz-esil-etil-etero 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)
COMBUSTIBILI FOSSILI		
Benzina	43	32
Diesel	43	36



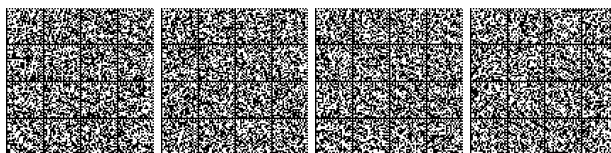
**ALLEGATO VI – REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS
A EFFETTO SERRA DEI BIOCARBURANTI, DEI BIOLIQUIDI E DEI
CARBURANTI FOSSILI DI RIFERIMENTO**

A. Valori tipici e standard dei biocarburanti se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni

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



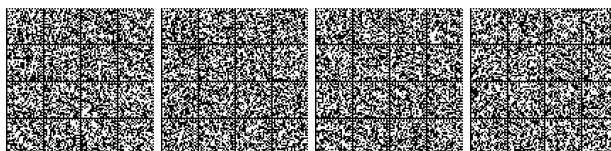
Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	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: CO₂, N₂O e CH₄.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO₂, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO₂ = 1;
- N₂O = 298;
- CH₄ = 25.

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_{ec} = emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

e_l = emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;

e_p = emissioni derivanti dalla lavorazione;

e_{td} = emissioni derivanti dal trasporto e alla distribuzione;

e_u = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;

e_{sca} = riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;

e_{ccs} = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO₂;

e_{ccr} = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO₂.

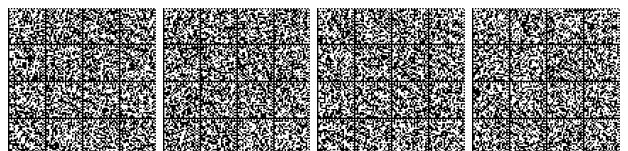
Non si tiene conto delle emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature.

- 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:



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

dove:

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

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

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

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

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

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

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;

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

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

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

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

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

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

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 raffrescamento⁴.

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:

- a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti dai biocarburanti, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di carburante (gCO_{2eq}/MJ);
- b) le emissioni di gas a effetto serra dai bioliquidi, EC, sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO₂ per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica) (g CO_{2eq}/MJ).

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

$$e_{\text{combustibile}} \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ di combustibile}} \right] = \frac{e_{\text{ec materia prima}} \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t solida}} \right]}{\text{LHV}_a \left[\frac{\text{MJ materia prima}}{\text{tonn materia prima solida}} \right]} \times \text{Fattore materia prima combustibile } a \times \text{Fattore attribuzione combustibile } a$$

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

⁴ 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.



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_{ecc}: emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ecc} , comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione o di coltivazione, dalla raccolta, dall'essiccazione e dallo stoccaggio delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o di prodotti utilizzati per l'estrazione e la coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO₂ nella coltivazione delle materie prime. Le stime delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola possono derivare dall'utilizzo delle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 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

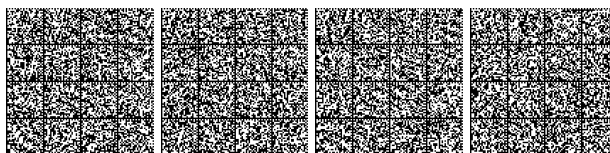
Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, e_i , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni.

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:

⁵ Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO₂ (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664;



e_1 = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche degli stock di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (espresse in massa (grammi) equivalente di CO₂ per unità di energia prodotta (megajoules) dal biocarburante). I “terreni coltivati”⁶ e le “colture perenni”⁷ 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 europei⁸ 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 europei⁹. 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 gCO₂eq/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
- b) è pesantemente degradato¹⁰, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

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

d) e_P: emissioni derivanti dalla lavorazione

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

⁷ 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.

⁸ 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.

⁹ 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.

¹⁰ 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.



Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e_p , includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di biossido di carbonio corrispondenti al contenuto di CO_2 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_{td} : emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_{td} , comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

f) e_u : emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni del carburante al momento dell'uso, e_u , sono considerate pari a zero per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO_2 (N_2O e CH_4) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u per i bioliquidi.

g) e_{ccs} : riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO_2

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO_2 , e_{ccs} , che non sia già stata computata in e_p , è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO_2 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_{ccr} : riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO_2

La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO_2 , e_{ccr} , è direttamente collegata alla produzione di biocarburante o bioliquido alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO_2 il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO_2 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 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.

1) 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 CH₄ e N₂O, da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile. 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 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_{2eq}/MJ.

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

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

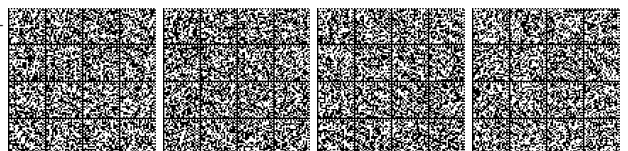
dove:

$EC_{B(h\&c,el)}$ = 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.

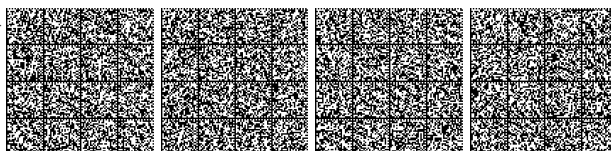
Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di energia elettrica, il carburante fossile di riferimento $EC_{F(e)}$ è 183 gCO_{2eq}/MJ.

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_{2eq}/MJ.



D. Valori standard disaggregati per i biocarburanti e i bioliquidi*Tabella 1: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» comprese le emissioni di N₂O del suolo*

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	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	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	32,0	32,0
biodiesel da semi di girasole	26,1	26,1
biodiesel da soia	21,2	21,2
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



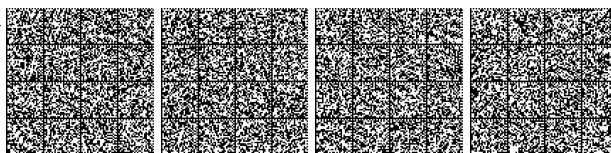
Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO₂eq/MJ)
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	33,4	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 (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	4,9	4,9
etanolo da granturco	13,7	13,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	14,1	14,1
etanolo da canna da zucchero	2,1	2,1
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
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 (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO₂eq/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.

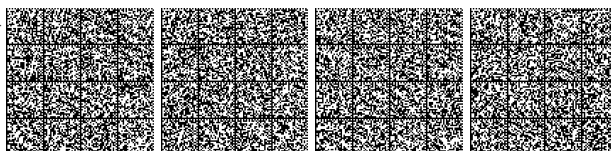
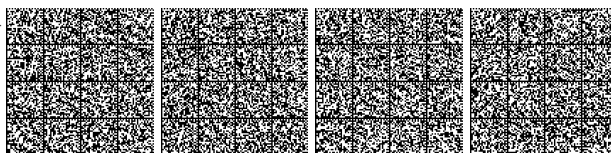
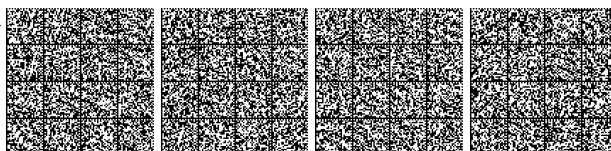


Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

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



	serra -valore tipico (gCO₂eq/MJ)	serra -valore standard (gCO₂eq/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 (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO₂eq/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 (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/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 (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/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

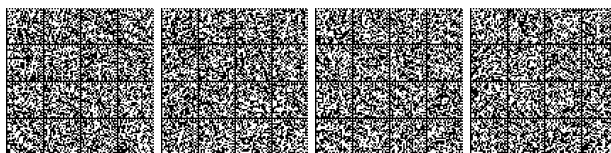
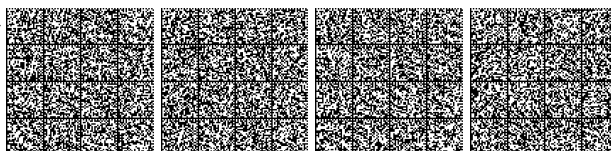


Tabella 5: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in 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 (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/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 (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/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.

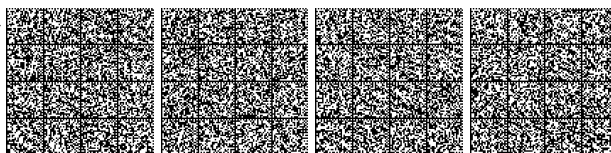
**Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.



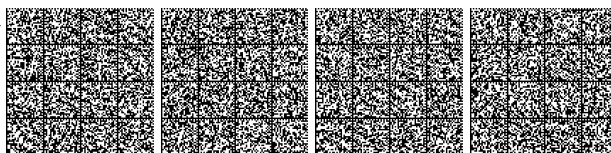
Tabella 6: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale.

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 (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/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



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/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-etere (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etere (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 idrotrattato da semi di colza	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da soia	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,2	1,2
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,2	1,2
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,2	1,2



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

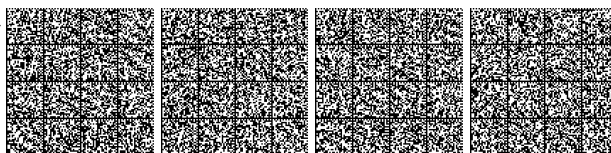
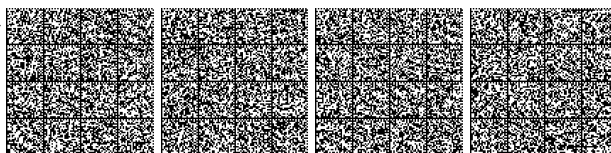
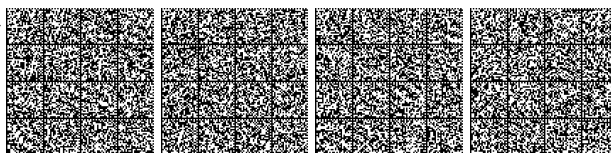


Tabella 7: Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	30,7	38,2
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,6	25,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	25,1	30,4
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	19,5	22,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	39,3	50,2
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
Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto	Emissioni di gas a effetto



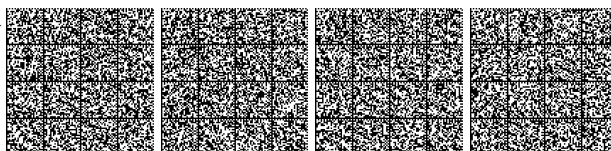
	serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera 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	Emissioni di gas a effetto



	serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	serra valore tipico (gCO₂eq/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)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	1,8	1,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2
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 N₂O 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 CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/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 metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

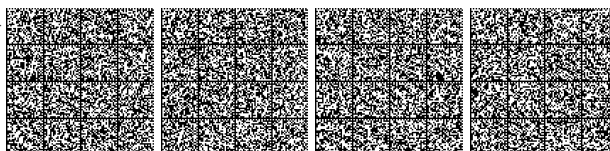


Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/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 metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

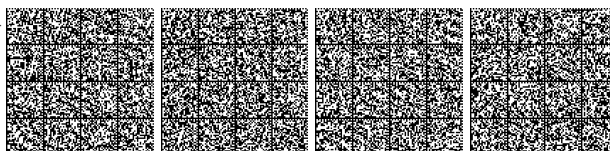


Tabella 4: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/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 metilterbutilico (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 CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/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 metilterbutilico (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 CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/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 metilterbutilico (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: Trucioli di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	500-2.500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2.500-10.000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000 km	77 %	65 %	73 %	60 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	89 %	83 %	87 %	81 %
	500-2.500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2.500-10.000 km	78 %	67 %	74 %	62 %
	Superiore a 10.000 km	63 %	45 %	57 %	35 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	500-2.500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2.500-10.000 km	80 %	70 %	77 %	65 %
	Superiore a 10.000 km	65 %	48 %	59 %	39 %
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	93 %	89 %	92 %	88 %
	500-2.500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2.500-10.000 km	82 %	73 %	79 %	68 %
	Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	61 %	42 %



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	1-500 km	94 %	92 %	93 %	90 %
	500-2 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2 500-10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Superiore a 10.000 km	69 %	54 %	63 %	44 %

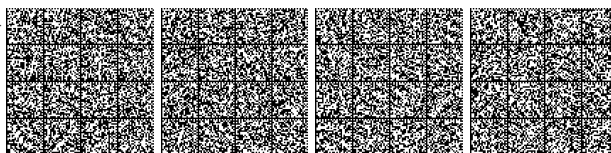


Tabella 2: Pellet (*)

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali	Caso 1	1-500 km	58 %	37 %	49 %	24 %
		500-2.500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2.500-10.000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Superiore a 10.000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Caso 2	1-500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		500-2.500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		2.500-10.000 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		Superiore a 10.000 km	69 %	54 %	63 %	45 %
	Caso 3	1-500 km	92 %	88 %	90 %	85 %
		500-2.500 km	92 %	88 %	90 %	86 %
		2.500-10.000 km	90 %	85 %	88 %	81 %
		Superiore a 10.000 km	84 %	76 %	81 %	72 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	Caso 1	2.500-10.000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
	Caso 2	2.500-10.000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
	Caso 3	2.500-10.000 km	85 %	78 %	83 %	75 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		500-10.000 km	52 %	29 %	44 %	16 %
		Superiore a 10.000 km	47 %	21 %	37 %	7 %
	Caso 2	1-500 km	73 %	60 %	69 %	54 %
		500-10.000 km	71 %	57 %	67 %	50 %
		Superiore a 10.000 km	66 %	49 %	60 %	41 %
	Caso 3	1-500 km	88 %	82 %	87 %	81 %
		500 -10.000 km	86 %	79 %	84 %	77 %
		Superiore a 10.000 km	80 %	71 %	78 %	67 %



Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	56 %	35 %	48 %	23 %
		500-10.000 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		Superiore a 10.000 km	49 %	24 %	40 %	10 %
	Caso 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	1-500 km	95 %	93 %	94 %	91 %
		500-2.500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2.500-10.000 km	93 %	90 %	92 %	88 %
		Superiore a 10.000 km	88 %	82 %	85 %	78 %

(*)

- Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.
- Il caso 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

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Residui agricoli con densità <0,2 t/m ³ (*)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500-2.500 km	89 %	83 %	86 %	80 %
	2.500-10.000 km	77 %	66 %	73 %	60 %
	Superiore a 10.000 km	57 %	36 %	48 %	23 %
Residui agricoli con densità >0,2 t/m ³ (**)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500-2.500 km	93 %	89 %	92 %	87 %
	2.500-10.000 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	Superiore a 10.000 km	78 %	68 %	74 %	61 %
Paglia in pellet	1-500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	500-10.000 km	86 %	79 %	83 %	74 %
	Superiore a 10.000 km	80 %	70 %	76 %	64 %
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	Superiore a 10.000 km	87 %	81 %	85 %	77 %
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	20 %	-18 %	11 %	-33 %
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	46 %	20 %	42 %	14 %

(*) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla diriso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

(**) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di noce, baccelli di soia, guscidi 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 lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.
- Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano)

- (1) I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di e_{sca} considerato è pari a $-45 \text{ g CO}_{2eq}/\text{MJ}$ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.
- (2) Lo stoccaggio scoperto di digestato comporta ulteriori emissioni di CH_4 e N_2O . L'entità di tali emissioni varia a seconda delle condizioni ambientali, dei tipi di substrato e dell'efficienza del processo di digestione.
- (3) Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano. Nessuna emissione di gas a effetto serra è inclusa in tale processo.
- (4) Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.



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

Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame — Granturco 80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	72 %	45 %
		Digestato coperto	120 %	114 %
	Caso 2	Digestato scoperto	67 %	40 %
		Digestato coperto	111 %	103 %
	Caso 3	Digestato scoperto	65 %	35 %
		Digestato coperto	114 %	106 %
Letame — Granturco 70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	60 %	37 %
		Digestato coperto	100 %	94 %
	Caso 2	Digestato scoperto	57 %	32 %
		Digestato coperto	93 %	85 %
	Caso 3	Digestato scoperto	53 %	27 %
		Digestato coperto	94 %	85 %
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 %

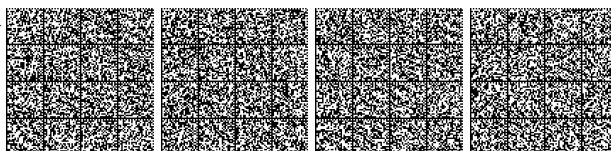


Tabella 3: Biometano per trasporti(*)

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 g CO₂eq/MJ.



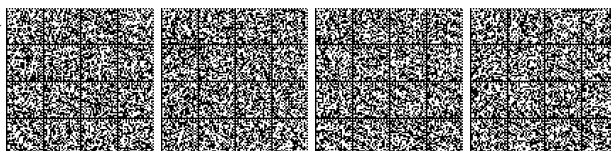
Tabella 4: Biometano per trasporti- miscele di letame e granturco (*)

Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico ¹¹	62 %	35 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico ¹²	78 %	57 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	97 %	86 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	113 %	108 %
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	53 %	29 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	69 %	51 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	83 %	71 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	99 %	94 %
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	48 %	25 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	64 %	48 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	74 %	62 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	90 %	84 %

(*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO_{2eq}/MJ.

¹¹ 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).

¹² 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: CO₂, N₂O e CH₄.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO₂, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO₂ = 1;
- N₂O = 298;
- CH₄ = 25.

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_{ec} = emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

e_l = emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;

e_p = emissioni derivanti dalla lavorazione;

e_{td} = emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione;

e_u = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;

e_{sca} = riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;

e_{ccs} = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO₂; e

e_{ccr} = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO₂.

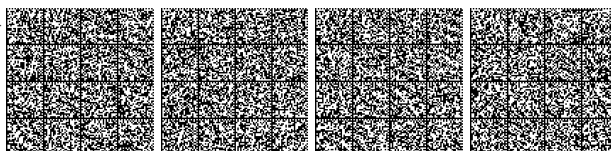
Non si tiene conto delle emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature.

- 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_n = quota di materie prime n nel contenuto energetico;

E_n = le emissioni espresse in g CO₂/MJ per la filiera n come indicato nella parte D del presente Allegato (*).

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

dove:

P_n = rendimento energetico [MJ] per chilogrammo di input umido di materie prime n(**);

W_n = fattore di ponderazione di substrato n definito come:

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

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 CO₂eq/MJ di letame (- 54 kg CO₂eq/t di materia fresca) è aggiunto per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame.

(**) I seguenti valori di P_n sono utilizzati per calcolare i valori standard e i valori tipici:

- P(Granturco): 4,16 [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;

$e_{td,prodotto}$ = 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 CO₂ eq/MJ di letame viene attribuito per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame se il letame animale è usato come substrato per la produzione di biogas e biometano.

d) Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di combustibili da biomassa per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e 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:

$ECh_{,el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale;

E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile prima della conversione finale;

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

η_h = l'efficienza termica, definita come l'energia termica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile, in base al suo contenuto energetico.

iii. Per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

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

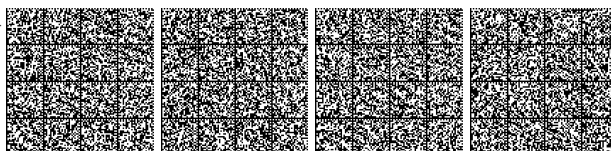
iv. Per l'energia termica utile da impianti che producono calore assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

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

dove:

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

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



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

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

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

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

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

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

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 raffrescamento¹³.

2. Unità di misura utilizzate e fattori di conversione

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

- a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti da combustibili da biomassa, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di combustibile da biomassa (g CO_{2eq}/MJ);
- b) le emissioni di gas a effetto serra da riscaldamento o energia elettrica, prodotti da combustibili da biomassa, EC, sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO₂ per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), (gCO_{2eq}/MJ).

¹³ 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.



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

$$E_{cc} \text{ combustibile}_a \left[\frac{gCO_2eq}{MJ \text{ combustibile}} \right] = \frac{e_{ec} \text{ materia prima}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}} \right]}{LHV_a \left(\frac{MJ \text{ materia prima}}{t_{materia prima solida}} \right)} \text{ Fattore materia prima combustibile}_a * \text{ Fattore attribuzione combustibile}_a$$

Dove:

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

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

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

$$e_{cc} \text{ materia prima}_a = \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}} \right] = \frac{e_{ec} \text{ materia prima}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{umida}} \right]}{(1 - \text{tenore umidità})}$$

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_{cc}: 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 CO₂ nella coltivazione delle materie prime. La stima delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola può essere desunta dalle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 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_{sca}: riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

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_1 : 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_1 , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni. Per il calcolo di dette emissioni, si applica la seguente formula:

$$e_1 = (CSR - CSA) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_P^{14}$$

dove:

e_1 = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (esprese in massa equivalente di CO₂ per unità di energia prodotta dal combustibile da biomassa). I «terreni coltivati»¹⁵ e le «colture perenni»¹⁶ sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

CSR = 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 europei¹⁷. 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 = 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 europei¹⁸. Nel caso in cui le scorte di carbonio si accumulino per oltre un anno, il valore attribuito al CSA è il valore stimato per

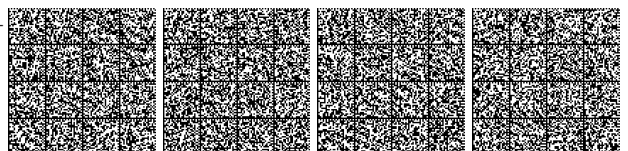
¹⁴ Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO₂ (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

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

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

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.



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_{2eq}/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
- b) è pesantemente degradato¹⁹, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO_{2eq}/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_p: emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e_p, includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di CO₂ corrispondenti al contenuto di carbonio degli input fossili, che siano o meno effettivamente bruciati nel processo.

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

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

e) e_d: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_d, 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_u: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni di CO₂ derivanti dal combustibile al momento dell'uso, e_u, sono considerate pari a zero per i combustibili da biomassa. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (CH₄ e N₂O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u.

g) e_{ccs}: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico di CO₂, e_{ccs}, che non è già stata

¹⁹ 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.



computata in e_p , è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ emessa, direttamente collegata all'estrazione, al trasporto, alla lavorazione e alla distribuzione del combustibile da biomassa, se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE.

h) e_{ccr} : riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂

La riduzione delle emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, e_{ccr} , 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 CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato in sostituzione della CO₂ ascrivibile ai combustibili fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

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_h , calcolato come segue:

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

dove:

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

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

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

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

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

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «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 CH₄ e N₂O, da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile. 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: eec + e l + esca + le frazioni di e p, e td, eccs, ed eccr 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:

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

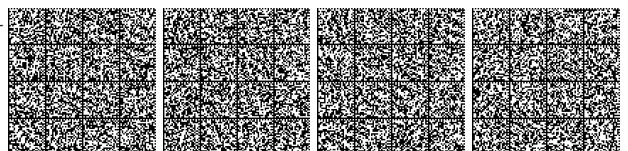
dove:

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.

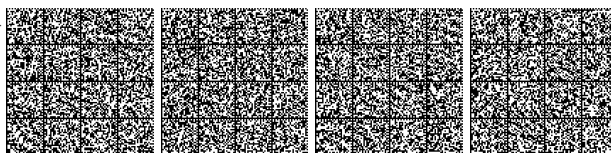


C. Valori standard disaggregati per i combustibili da biomassa

C1: Valori standard disaggregati per i combustibili solidi da biomassa

Tabella 1: Truciolini di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Truciolini di legno da 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
Truciolini 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
Truciolini 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
Truciolini 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 combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Trucioli di legno da 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

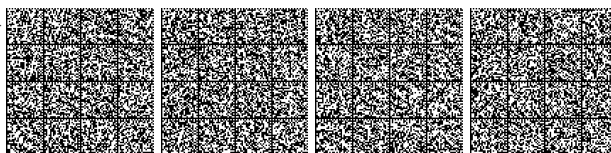
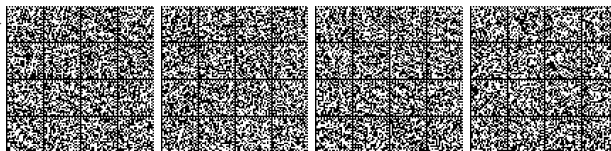
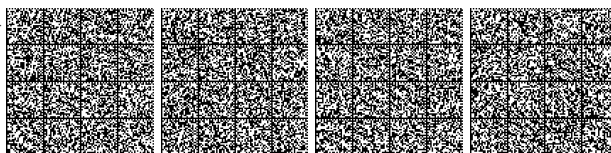


Tabella 2: Bricchetti o pellet di legno

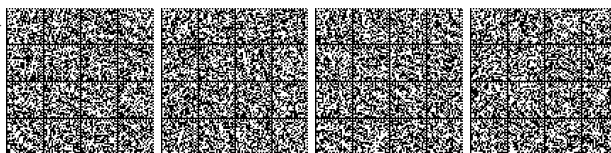
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3
	500-2.500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	25,8	4,3	0,3	0,0	30,9	5,2	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	25,8	7,9	0,3	0,0	30,9	9,5	0,3
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



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 1)	1-500 km	3,4	24,5	2,9	0,3	3,4	29,4	3,5	0,3
	500-10.000 km	3,4	24,5	4,3	0,3	3,4	29,4	5,2	0,3
	Superiore a 10.000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 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



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato— caso 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 ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 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

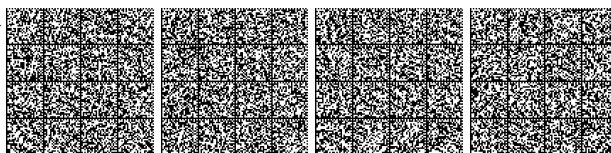
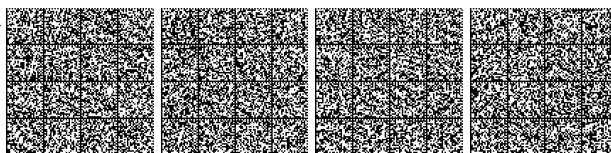


Tabella 3. Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ) - Valore tipico				Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ) - Valore standard			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,9	14,2	0,2	0,0	1,1	17,0	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,9	28,3	0,2	0,0	1,1	34,0	0,3
Residui agricoli con densità > 0,2 t/m ³	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,9	7,1	0,2	0,0	1,1	8,5	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,9	13,6	0,2	0,0	1,1	16,3	0,3
Paglia in pellet	1-500 km	0,0	5,0	3,0	0,2	0,0	6,0	3,6	0,3
	500-10.000 km	0,0	5,0	4,6	0,2	0,0	6,0	5,5	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	5,0	8,3	0,2	0,0	6,0	10,0	0,3
	500-10.000 km	0,0	0,3	4,3	0,4	0,0	0,4	5,2	0,5
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	0,0	0,3	8,0	0,4	0,0	0,4	9,5	0,5
	Superiore a 10.000 km	21,6	21,1	11,2	0,2	21,6	25,4	13,5	0,3
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3

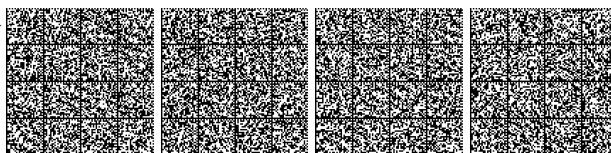


C2: valori standard disaggregati per i combustibili gassosi da biomassa

Tabella 1: Biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]				VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]					
		Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame
caso 1	Digestato scoperto	0,0	69,6	8,9	0,8	- 107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	- 107,3
	Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,8	- 97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	- 97,6
caso 2	Digestato scoperto	0,0	74,1	8,9	0,8	- 107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	- 107,3
	Digestato coperto	0,0	4,2	8,9	0,8	- 97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	- 97,6
caso 3	Digestato scoperto	0,0	83,2	8,9	0,9	- 120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	- 120,7
	Digestato coperto	0,0	4,6	8,9	0,8	- 108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	- 108,5

(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 esca considerato è pari a -45 g CO₂eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]				VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]					
		Coltivazione	Treatmento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltivazione	Treatmento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame
caso 1	Digestato scoperto	15,6	13,5	8,9	0,0 ⁽²⁾	—	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	—
	Digestato scoperto	15,6	18,8	8,9	0,0	—	15,6	26,3	12,5	0,0	—
caso 2	Digestato coperto	15,2	5,2	8,9	0,0	—	15,2	7,2	12,5	0,0	—
	Digestato scoperto	17,5	21,0	8,9	0,0	—	17,5	29,3	12,5	0,0	—
caso 3	Digestato coperto	17,1	5,7	8,9	0,0	—	17,1	7,9	12,5	0,0	—
	Digestato scoperto	0,0	21,8	8,9	0,5	—	0,0	30,6	12,5	0,5	—
caso 1	Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—
	Digestato scoperto	0,0	27,9	8,9	0,5	—	0,0	39,0	12,5	0,5	—
caso 2	Digestato coperto	0,0	5,9	8,9	0,5	—	0,0	8,3	12,5	0,5	—
	Digestato scoperto	0,0	31,2	8,9	0,5	—	0,0	43,7	12,5	0,5	—
caso 3	Digestato coperto	0,0	6,5	8,9	0,5	—	0,0	9,1	12,5	0,5	—
	Digestato scoperto	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—

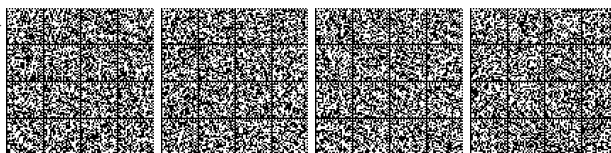
(1) Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.

(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 da biomassa solida e gassosa per l'elettricità, il riscaldamento e il raffrescamento, incluso nei valori relativi alla «coltivazione». Il valore per il trasporto di insilati di mais rappresenta lo 0,4 g CO₂eq/MJ di biogas.



Tabella 2: Biometano

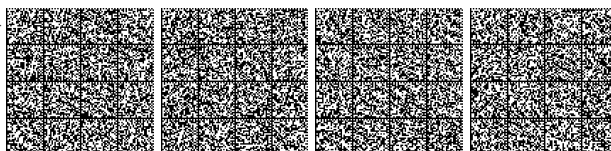
Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica	VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]						VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]					
		Coltivazione	Trattamento	Upgrading	Trasporto	Compressione presso la stazione d'imbarco	Crediti per letame	Coltivazione	Trattamento	Upgrading	Trasporto	Compressione presso la stazione d'imbarco	Crediti per letame
Letame umido	Digestato scoperto	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												
Letame umido	Digestato coperto	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	-124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	-124,4
	combustione dei gas di scarico												
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto	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												
Pianta intera del granturco	Digestato coperto	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												
Biorifiuti	Digestato scoperto	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												
Biorifiuti	Digestato coperto	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												



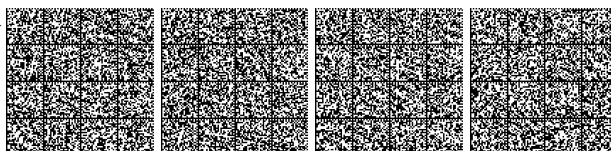
D. Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile da biomassa**D1: Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile solido da biomassa**

Tabella 1: valori trucioli, bricchetti e pellet

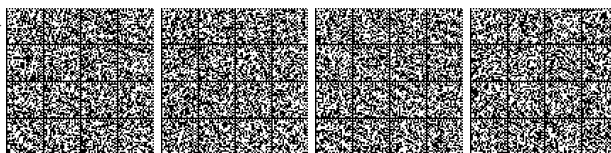
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	7	9
	2.500-10.000 km	12	15
	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000 km	16	18
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	8	9
	500-2.500 km	10	11
	2.500-10.000 km	15	18
	Superiore a 10.000 km	25	30
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	6	7
	500-2.500 km	8	10
	2.500-10.000 km	14	16
	Superiore a 10.000 km	24	28
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	7	8
	2.500-10.000 km	12	15
	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	4	5
	500-2.500 km	6	7
	2.500-10.000 km	11	13
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2.500 km	29	35
	2.500-10.000 km	30	36
	Superiore a 10.000 km	34	41



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2)	1-500 km	16	19
	500-2.500 km	16	19
	2.500-10.000 km	17	21
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3)	1-500 km	6	7
	500-2.500 km	6	7
	2.500-10.000 km	7	8
	Superiore a 10.000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 1)	2.500-10.000 km	33	39
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 2)	2.500-10.000 km	20	23
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 3)	2.500-10.000 km	10	11
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 1)	1-500 km	31	37
	500-10.000 km	32	38
	Superiore a 10 000 km	36	43
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 2)	1-500 km	18	21
	500-10 000 km	20	23
	Superiore a 10 000 km	23	27
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 3)	1-500 km	8	9
	500-10 000 km	10	11
	Superiore a 10 000 km	13	15



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO₂eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 1)	1-500 km	30	35
	500-10 000 km	31	37
	Superiore a 10 000 km	35	41
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 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



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui 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 una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete;
- Il caso 2 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia alimentata con trucioli di legno per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete;
- Il caso 3 si riferisce ai processi in cui è utilizzato un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno per fornire l'energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.

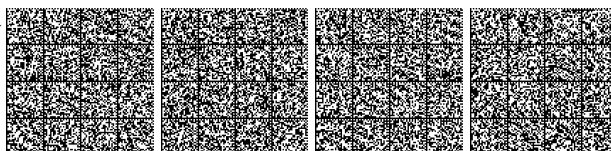
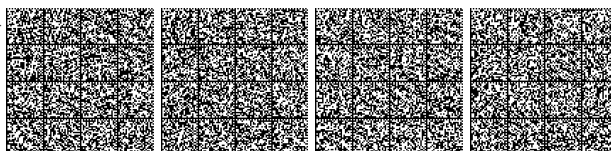


Tabella 2: filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³ (1)	1-500 km	4	4
	500-2.500 km	8	9
	2.500-10.000 km	15	18
	Superiore a 10.000 km	29	35
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³ (2)	1-500 km	4	4
	500-2.500 km	5	6
	2.500-10.000 km	8	10
	Superiore a 10.000 km	15	18
Paglia in pellet	1-500 km	8	10
	500-10.000 km	10	12
	Superiore a 10.000 km	14	16
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	5	6
	Superiore a 10.000 km	9	10
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	54	61
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	37	40

(1) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla di riso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

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



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*

Sistema di produzione di biogas	Soluzione tecnologica		Valore tipico	Valore standard
			Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ)
Biogas da letame umido per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto(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 MJ CH₄ / MJ biogas per il letame, 0,035 MJ CH₄ / MJ biogas per il granturco e 0,01 MJ CH₄ / MJ biogas per i rifiuti organici.

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

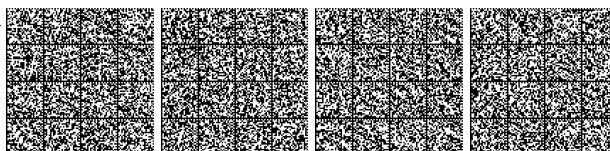


Tabella 2: Valori tipici e standard di biogas per il biometano

Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Biometano da letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico (1)	- 20	22
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico (2)	- 35	1
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	- 88	- 79
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 103	- 100
Biometano da pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	58	73
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	43	52
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	41	51
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	26	30
Biometano dai rifiutiorganici	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	51	71
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	36	50
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	25	35
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico*	10	14

(1) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Lavaggio con acqua in pressione (PWS), Purificazione mediante membrane, criogenica e Assorbimento fisico con solventi organici (OPS). Comprende un'emissione di 0,03 MJ CH₄ / MJ biometano per le emissioni di metano nei gas di scarico.

(2) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

* 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

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

- Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.
- Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.
- Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano).



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

Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	32	57
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	17	36
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	- 1	9
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 16	- 12
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	41	62
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	26	41
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	13	22
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 2	1
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	46	66
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	31	45
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	22	31
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	7	10

Nel caso del biometano utilizzato come biometano compresso per il trasporto, un valore di 3,3 g CO₂eq/MJ di biometano deve essere aggiunto ai valori tipici e un valore di 4,6 g CO₂eq/MJ di biometano ai valori standard.



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.

