



COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE

Bruxelles, 29/01/2004
C(2004) 130 def.

**DECISIONE DELLA COMMISSIONE
del 29/01/2004**

che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio

(Testo rilevante ai fini del SEE)

**DECISIONE DELLA COMMISSIONE
del 29/01/2004**

che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio

LA COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE,

visto il trattato che istituisce la Comunità europea,

vista la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, in particolare l'articolo 14, paragrafo 1,

considerando quanto segue:

- (1) La completezza, coerenza, trasparenza e accuratezza del monitoraggio e della comunicazione delle emissioni di gas serra, in conformità delle presenti linee guida, sono fondamentali per il buon funzionamento del sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra istituito dalla direttiva 2003/87/CE.
- (2) Le linee guida della presente decisione fissano criteri dettagliati per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra provenienti dalle attività elencate all'allegato I della direttiva 2003/87/CE e specificati in relazione a tali attività. Le linee guida si basano sui principi di monitoraggio e comunicazione di cui all'allegato IV della direttiva medesima.
- (3) L'articolo 15 della direttiva 2003/87/CE stabilisce che gli Stati membri provvedono affinché le comunicazioni effettuate dai gestori degli impianti siano verificate secondo i criteri definiti all'allegato V della direttiva medesima.
- (4) Le misure di cui alla presente decisione sono conformi al parere del comitato di cui all'articolo 8 della decisione 93/389/CEE,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

Le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra provenienti dalle attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE, di cui all'articolo 14 della direttiva medesima, sono contenute negli allegati alla presente decisione.

Le linee guida si basano sui principi di cui all'allegato IV della direttiva in questione.

Articolo 2

Gli Stati membri sono destinatari della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 29/01/2004.

Per la Commissione
Margot Wallström
Membro della Commissione

PER COPIA CONFORME
Per il Segretario Generale,

Patricia BUGNOT
Direttore della cancelleria

Indice degli allegati:

Allegato I: linee guida generali	5
Allegato II: linee guida relative alle emissioni di combustione provenienti dalle attività figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva	50
Allegato III: linee guida specifiche per le raffinerie di petrolio, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva	58
Allegato IV: linee guida specifiche per le cokerie, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva	64
Allegato V: linee guida specifiche per gli impianti di arrostitimento e sinterizzazione di minerali metallici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva.....	69
Allegato VI: linee guida specifiche per gli impianti di produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva.....	73
Allegato VII: linee guida specifiche per gli impianti di produzione di clinker da cemento, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva.....	79
Allegato VIII: linee guida specifiche per gli impianti di produzione di calce viva, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva.....	85
Allegato IX: linee guida specifiche per gli impianti di fabbricazione del vetro, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva.....	89
Allegato X – Linee guida specifiche per gli impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva	94
Allegato XI – Linee guida specifiche per gli impianti di fabbricazione di pasta per carta e carta, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva.....	100

Allegato I: linee guida generali

1. Introduzione

Il presente allegato contiene le linee guida generali riguardanti il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra provenienti dalle attività di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE (in prosieguo: "la direttiva") e specificati in relazione a tali attività. Linee guida supplementari riguardanti le emissioni provenienti da attività specifiche sono contenute negli allegati da II a XI.

La Commissione riesaminerà questo allegato e gli allegati da II a XI entro il 31 dicembre 2006 tenendo conto dell'esperienza acquisita nell'applicazione degli stessi e delle eventuali modifiche della direttiva 2003/87/CE, di modo che le disposizioni contenute negli allegati eventualmente modificati si applichino a decorrere dal 1° gennaio 2008.

2. Definizioni

Ai fini del presente allegato e degli allegati da II a XI valgono le seguenti definizioni:

- a) "attività", le attività elencate nell'allegato I della direttiva;
- b) "specifico all'attività", che riguarda in modo specifico un'attività eseguita in un impianto specifico;
- c) "lotto", una quantità di combustibile o materiale trasferita in un'unica spedizione o in continuo in un periodo di tempo specifico. Il lotto è sottoposto a campionamento rappresentativo e su di esso viene effettuata la caratterizzazione del contenuto medio di energia e del tenore medio di carbonio, nonché di altri aspetti di interesse della composizione chimica;
- d) "biomassa", materiale organico non fossilizzato e biodegradabile avente origine da piante, animali e microrganismi. In tale definizione sono inclusi anche i prodotti, sottoprodotti, residui e rifiuti dell'agricoltura, della silvicoltura e dei settori collegati, nonché le frazioni organiche non fossilizzate e biodegradabili dei rifiuti industriali e urbani. La biomassa comprende anche gas e liquidi recuperati provenienti dalla decomposizione di materiale organico non fossilizzato e biodegradabile. Quando viene bruciata per produrre energia, la biomassa prende il nome di combustibile da biomassa;
- e) "emissioni di combustione", le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante la reazione esotermica di un combustibile con l'ossigeno;
- f) "autorità competente", l'autorità o le autorità competenti in materia di attuazione della presente decisione, designate conformemente all'articolo 18 della direttiva;
- g) "emissioni", il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto, così come definite nella direttiva;
- h) "gas a effetto serra", i gas elencati nell'allegato II della direttiva;
- i) "autorizzazione a emettere gas a effetto serra" o "autorizzazione", l'autorizzazione di cui all'articolo 4 della direttiva, rilasciata a norma degli articoli 5 e 6 della direttiva;

- j) “impianto”, un’unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell’allegato I della direttiva e altre attività direttamente associate che hanno un collegamento tecnico con le attività svolte in tale sito e che potrebbero incidere sulle emissioni e sull’inquinamento, così come definito nella direttiva;
- k) “livello di certezza”, la misura in cui il responsabile della verifica è convinto che nelle conclusioni della verifica sia stato dimostrato se le informazioni comunicate per un impianto nel suo complesso contengono o no inesattezze rilevanti;
- l) “rilevanza”, giudizio professionale del responsabile della verifica in merito al fatto che una singola omissione, dichiarazione inesatta o errore o un insieme di omissioni, dichiarazioni inesatte o errori nei dati presentati nella comunicazione relativa a un impianto siano tali da poter plausibilmente influenzare le decisioni degli utilizzatori previsti della comunicazione. Indicativamente, il responsabile della verifica classifica come rilevante un’inesattezza riguardante il totale delle emissioni se essa dà luogo a omissioni, dichiarazioni inesatte o errori complessivamente superiori al 5 per cento nel dato relativo alle emissioni totali;
- m) “metodologia di monitoraggio”, la metodologia usata per la determinazione delle emissioni, compresa la scelta tra calcolo e misura e la scelta dei livelli;
- n) “gestore”, la persona che gestisce o controlla un impianto o, se previsto dalla normativa nazionale, alla quale è stato delegato un potere economico dominante per quanto riguarda l’esercizio tecnico del medesimo, così come definito nella direttiva;
- o) “emissioni di processo”, emissioni di gas a effetto serra diverse dalle “emissioni di combustione”, risultanti da reazioni volute e non volute tra sostanze o dalla loro trasformazione, comprese la riduzione chimica o elettrolitica di minerali metallici, la decomposizione termica di sostanze e la formazione di sostanze da utilizzare come prodotti o come cariche;
- p) “periodo di riferimento”, il periodo, coincidente con un anno civile, per il quale le emissioni devono essere monitorate e comunicate conformemente a quanto stabilito nell’articolo 14, paragrafo 3 della direttiva;
- q) “fonte”, un punto o processo individualmente identificabile dell’impianto, da cui vengono emessi gas a effetto serra;
- r) “livello”, una metodologia specifica per la determinazione dei dati relativi all’attività, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione o di conversione. Più livelli formano una gerarchia di metodologie entro cui effettuare una scelta secondo quanto stabilito nelle presenti linee guida;
- s) “responsabile della verifica”, un organismo di verifica competente, indipendente e accreditato incaricato di svolgere la verifica e di presentare un rapporto sulle risultanze della stessa, secondo i criteri dettagliati stabiliti dallo Stato membro conformemente all’allegato V della direttiva.

3. Principi di monitoraggio e comunicazione

Il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva si fondano sui principi seguenti, diretti a garantirne l’accuratezza e la verificabilità.

Completezza. Il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni relative a un impianto riguardano tutte le emissioni di processo e di combustione provenienti da tutte le fonti appartenenti ad attività elencate nell'allegato I della direttiva, e tutti i gas a effetto serra specificati in relazione a tali attività.

Comparabilità. Le emissioni sottoposte a monitoraggio e comunicazione sono tali da poter essere comparate nel tempo usando le stesse metodologie di monitoraggio e gli stessi insiemi di dati. Le metodologie di monitoraggio possono essere modificate conformemente alle disposizioni contenute nelle presenti linee guida se tale modificazione migliora l'accuratezza dei dati comunicati. La modificazione delle metodologie di monitoraggio è condizionata all'approvazione dell'autorità competente ed è documentata in modo completo.

Trasparenza. I dati relativi al monitoraggio, compresi i riferimenti, le ipotesi, i dati relativi all'attività, i fattori di emissione, i fattori di ossidazione e i fattori di conversione, sono determinati, registrati, compilati, analizzati e documentati con modalità che consentano al responsabile della verifica e all'autorità competente di replicare la determinazione delle emissioni.

Accuratezza. I valori delle emissioni determinati dal gestore non devono essere sistematicamente superiori o inferiori valori reali, per quanto è dato di sapere, e le incertezze devono essere ridotte il più possibile e quantificate quando ciò sia previsto dalle presenti linee guida. Si esercita inoltre la dovuta diligenza affinché il calcolo e la misura delle emissioni siano quanto più possibile accurati. Il gestore fornisce ragionevoli garanzie circa l'integrità delle emissioni comunicate. La determinazione delle emissioni è effettuata utilizzando opportune metodologie di monitoraggio, indicate nelle presenti linee guida. Tutte le apparecchiature di misura o le altre apparecchiature di prova usate per la comunicazione dei dati ricavati dal monitoraggio sono utilizzate, sottoposte a manutenzione, tarate e controllate in maniera corretta. I fogli elettronici e gli altri strumenti usati per l'archiviazione e l'elaborazione dei dati sul monitoraggio sono privi di errori.

Rapporto costi/efficacia. Nella scelta di una metodologia di monitoraggio, si valutano i miglioramenti derivanti da una maggiore accuratezza tenendo conto dei maggiori costi. Pertanto, nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni si mira a ottenere la massima accuratezza possibile, salvo il caso in cui ciò risulti tecnicamente non realizzabile o comporti costi eccessivi. La metodologia di monitoraggio descrive le istruzioni per il gestore in maniera logica e semplice, evitando la duplicazione degli sforzi e tenendo conto dei sistemi già esistenti presso l'impianto.

Rilevanza. Le comunicazioni sulle emissioni e le informazioni in esse contenute non sono viziate da inesattezze rilevanti, sono imparziali nella scelta e nella presentazione dei dati e forniscono un resoconto attendibile ed equilibrato delle emissioni di un impianto.

Fedeltà. Una comunicazione verificata delle emissioni deve poter essere considerata, da chi la utilizza, una rappresentazione fedele di ciò che asserisce di rappresentare o di ciò che ci si può lecitamente attendere che rappresenti.

Miglioramento dell'efficienza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni. Il processo di verifica delle comunicazioni riguardanti le emissioni è uno strumento efficace e affidabile a sostegno delle procedure di assicurazione e controllo della qualità e fornisce informazioni in base alle quali il gestore può intervenire per migliorare la propria efficienza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni.

4. Monitoraggio

4.1 Confini

Nel processo di monitoraggio e comunicazione per un impianto sono incluse tutte le emissioni di gas a effetto serra provenienti da tutte le fonti appartenenti ad attività di cui all'allegato I della direttiva svolte presso l'impianto, e specificati in relazione a tali attività.

In base all'articolo 6, paragrafo 2, lettera b) della direttiva, l'autorizzazione a emettere gas a effetto serra contiene una descrizione delle attività e delle emissioni dell'impianto. Pertanto, nell'autorizzazione sono elencate tutte le fonti di emissioni di gas a effetto serra legate ad attività elencate dell'allegato I della direttiva che devono essere oggetto di monitoraggio e comunicazione. L'articolo 6, paragrafo 2, lettera c) della direttiva stabilisce che nelle autorizzazioni a emettere gas a effetto serra siano indicate le disposizioni in tema di monitoraggio e siano precisate la metodologia e la frequenza dello stesso.

Le emissioni provenienti dai motori a combustione interna utilizzati per scopi di trasporto non sono incluse nelle stime delle emissioni.

Il monitoraggio delle emissioni riguarda le emissioni prodotte sia nelle operazioni normali che in occasione di eventi straordinari tra cui l'avviamento, l'arresto e situazioni di emergenza nell'arco del periodo di riferimento.

Se in un impianto o in un sito la capacità produttiva o la produzione singola o aggregata di una o più attività elencate nella stessa voce dell'allegato I della direttiva supera la relativa soglia, definita nell'allegato I della direttiva, tutte le emissioni provenienti da tutte le fonti di tutte le attività di cui all'allegato I della direttiva nell'impianto o nel sito considerato sono fatte oggetto di monitoraggio e comunicazione.

Nel caso di un nuovo impianto di combustione che si aggiunge agli impianti già esistenti, ad esempio un impianto per la cogenerazione di calore ed elettricità, la decisione di considerarlo parte di un impianto in cui è svolta un'altra attività di cui all'allegato I oppure un impianto separato viene presa in funzione della situazione locale e indicata nell'autorizzazione dell'impianto.

Tutte le emissioni provenienti da un impianto sono assegnate a tale impianto, indipendentemente dalle eventuali esportazioni di calore o elettricità ad altri impianti. Le emissioni associate alla produzione di calore o elettricità importati da altri impianti non sono assegnate all'impianto importatore.

4.2 Determinazione delle emissioni di gas a effetto serra

Per assicurare un monitoraggio completo, trasparente e accurato delle emissioni di gas a effetto serra è necessario prendere delle decisioni al momento della definizione di metodologie di monitoraggio appropriate. Tali decisioni riguardano tra l'altro la scelta tra misura e calcolo, nonché la scelta di livelli specifici per la determinazione dei dati relativi all'attività, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione o conversione. L'insieme degli approcci usati da un gestore per la determinazione delle emissioni di un impianto prende il nome di metodologia di monitoraggio.

In base all'articolo 6, paragrafo 2, lettera c) della direttiva, le autorizzazioni a emettere gas a effetto serra contengono disposizioni in tema di monitoraggio e specificano la metodologia e la frequenza dello stesso. Ciascuna metodologia di monitoraggio è approvata dall'autorità

competente secondo i criteri indicati in questo punto e nei suoi sottopunti. Lo Stato membro o le sue autorità competenti provvedono affinché la metodologia di monitoraggio che deve essere applicata dagli impianti sia precisata nelle condizioni dell'autorizzazione ovvero, ove ciò risulti coerente con la direttiva, in disposizioni generali aventi carattere obbligatorio.

L'autorità competente approva una descrizione dettagliata della metodologia di monitoraggio redatta dal gestore prima dell'inizio del periodo di riferimento, e la approva nuovamente dopo ogni modificazione della metodologia applicata.

La descrizione contiene:

- la definizione esatta dell'impianto da monitorare e delle attività che vi vengono svolte;
- informazioni sulle responsabilità in materia di monitoraggio e comunicazione presso l'impianto;
- un elenco delle fonti per ciascuna attività svolta nell'impianto;
- un elenco dei flussi di combustibili e materiali da monitorare per ciascuna attività;
- un elenco dei livelli da applicare per i dati relativi all'attività, i fattori di emissione, i fattori di ossidazione e di conversione per ciascuna attività e ciascun tipo di combustibile/materiale;
- una descrizione del tipo, delle caratteristiche e dell'esatta collocazione dei dispositivi di misura da utilizzare per ciascuna fonte e ciascun tipo di combustibile/materiale;
- una descrizione dell'approccio da utilizzare per il campionamento del combustibile e dei materiali ai fini della determinazione del potere calorifico netto, del tenore di carbonio, dei fattori di emissione e del contenuto di biomassa per ciascuna fonte e ciascun tipo di combustibile/materiale;
- una descrizione delle fonti o degli approcci analitici che il gestore intende utilizzare per la determinazione del potere calorifico netto, del tenore di carbonio o della frazione di biomassa per ciascuna fonte e ciascun tipo di combustibile/materiale;
- una descrizione dei sistemi di misura in continuo delle emissioni da utilizzare per il monitoraggio di una fonte, cioè dei punti di misura, della frequenza delle misure, delle apparecchiature impiegate, delle procedure di taratura e delle procedure di raccolta e archiviazione dei dati (se del caso);
- una descrizione delle procedure di assicurazione e controllo della qualità per la gestione dei dati;
- se del caso, informazioni sui collegamenti con attività svolte nel quadro del sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS).

La metodologia di monitoraggio viene modificata se tale modificazione migliora l'accuratezza dei dati comunicati, salvo il caso in cui ciò risulti tecnicamente non realizzabile

o comporti costi eccessivi. Tutte le modificazioni proposte riguardanti le metodologie di monitoraggio o gli insiemi di dati sottostanti sono descritte in modo chiaro, motivate, documentate in modo completo e sottoposte all'esame dell'autorità competente. Tutte le modificazioni delle metodologie o degli insiemi di dati sottostanti sono condizionate all'approvazione dell'autorità competente.

Il gestore propone senza indebito ritardo la modificazione della metodologia di monitoraggio nei casi seguenti:

- variazione dei dati e conseguente possibilità di ottenere una maggiore accuratezza nella determinazione delle emissioni;
- inizio di un'emissione che in precedenza non esisteva;
- individuazione di errori nei dati risultanti dalla metodologia di monitoraggio;
- richiesta di modificazione da parte dell'autorità competente.

L'autorità competente può imporre al gestore di modificare la metodologia di monitoraggio per il periodo di riferimento successivo qualora essa non sia più conforme ai criteri stabiliti nelle presenti linee guida. Una modifica della metodologia di monitoraggio può essere imposta dall'autorità competente per il periodo di riferimento successivo anche nel caso in cui la metodologia di monitoraggio indicata nell'autorizzazione sia stata aggiornata in seguito al riesame da effettuarsi prima di ciascun periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 2 della direttiva.

4.2.1 Calcolo e misura

A norma dell'allegato IV della direttiva, per la determinazione delle emissioni è consentito l'impiego di:

- una metodologia fondata su calcoli ("calcolo"), oppure
- una metodologia fondata su misure ("misura").

Il gestore può proporre di utilizzare la misura delle emissioni se è in grado di dimostrare che:

- la misura garantisce in maniera affidabile un'accuratezza maggiore rispetto al calcolo effettuato applicando una combinazione dei livelli più elevati, e che
- il confronto tra misura e calcolo si basa su un elenco identico di fonti ed emissioni.

L'uso di una metodologia fondata su misure è condizionato all'approvazione dell'autorità competente. Per ogni periodo di riferimento, le emissioni determinate tramite misura sono convalidate dal gestore mediante calcolo; i calcoli eseguiti con questa finalità sono effettuati conformemente a quanto disposto nelle presenti linee guida. I criteri per la scelta dei livelli per il calcolo di convalida sono gli stessi che si applicano agli approcci fondati sul calcolo (cfr. punto 4.2.2.1.4).

Il gestore, con l'approvazione dell'autorità competente, può combinare misura e calcolo per fonti diverse appartenenti a uno stesso impianto. In questo caso, il gestore si assicura che non

vi siano lacune nei dati né un doppio conteggio delle emissioni, e ne fornisce la dimostrazione.

4.2.2 Calcolo

4.2.2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

4.2.2.1.1 Formule per il calcolo

Il calcolo delle emissioni di CO₂ si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di ossidazione}$$

oppure con un approccio alternativo, se questo è definito nelle linee guida riguardanti attività specifiche.

I termini della formula sono descritti di seguito per le emissioni di combustione e per le emissioni di processo.

Emissioni di combustione

I dati relativi all'attività si basano sul consumo di combustibile. La quantità di combustibile utilizzata è espressa in termini di contenuto di energia in TJ. Il fattore di emissione è espresso in tCO₂/TJ. Quando viene consumata energia, non tutto il carbonio del combustibile si ossida a CO₂. L'ossidazione incompleta è dovuta a inefficienze del processo di combustione, a causa delle quali parte del carbonio rimane incombusto o viene ossidato solo parzialmente trasformandosi in fuliggine o cenere. Il fattore di ossidazione tiene conto del carbonio non ossidato e viene espresso in forma frazionaria. Se il fattore di emissione tiene conto del fattore di ossidazione, non si applica un fattore di ossidazione distinto. Il fattore di ossidazione è espresso come percentuale. La formula per il calcolo risulta:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{consumo di combustibile [TJ]} * \text{fattore di emissione [tCO}_2\text{/TJ]} * \text{fattore di ossidazione}$$

Ulteriori indicazioni sul calcolo delle emissioni di combustione sono contenute nell'allegato II.

Emissioni di processo

I dati relativi all'attività si basano sul consumo di materiale, sulla carica di alimentazione o sulla produzione in uscita e sono espressi in t o m³. Il fattore di emissione è espresso in t CO₂/t o in t CO₂/m³. Il fattore di conversione tiene conto del carbonio contenuto nei materiali in entrata e non convertito in CO₂ nel corso del processo; è espresso in forma frazionaria. Se il fattore di emissione tiene conto di un fattore di conversione, non si applica un fattore di conversione distinto. La quantità di materiale in entrata al processo è espressa in massa o volume [t o m³]. La formula per il calcolo risulta:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati relativi all'attività [t o m}^3\text{]} * \text{fattore di emissione [t CO}_2\text{/t o m}^3\text{]} * \text{fattore di conversione}$$

Ulteriori indicazioni sul calcolo delle emissioni di processo sono contenute nelle linee guida relative ad attività specifiche contenute negli allegati da II a XI, dove in qualche caso sono riportati fattori di riferimento specifici.

4.2.2.1.2 CO₂ trasferito

Il CO₂ non emesso dall'impianto bensì trasferito all'esterno dello stesso sotto forma di sostanza pura o di componente di combustibili ovvero utilizzato direttamente come carica nell'industria chimica o cartaria viene sottratto dal livello di emissioni calcolato. La quantità corrispondente di CO₂ è riportata come voce per memoria.

Il CO₂ trasferito all'esterno dell'impianto per gli usi seguenti può essere considerato CO₂ trasferito:

- CO₂ puro usato per la carbonatazione delle bevande;
- CO₂ puro usato come ghiaccio secco per refrigerazione;
- CO₂ puro usato come agente estinguente, refrigerante o gas di laboratorio;
- CO₂ puro usato per la disinfestazione di cereali;
- CO₂ puro usato come solvente nell'industria alimentare o chimica;
- CO₂ usato come carica nelle industrie chimica e della pasta per carta (ad es. per la sintesi di urea o la preparazione di carbonati);
- CO₂ che fa parte di un combustibile esportato dall'impianto.

Il CO₂ che fa parte di un combustibile misto (ad esempio gas di altoforno o gas di cokeria) trasferito a un impianto è incluso nel fattore di emissione relativo a tale combustibile. Pertanto, è sommato alle emissioni dell'impianto in cui viene bruciato il combustibile e detratto dall'impianto di origine.

4.2.2.1.3 Cattura e stoccaggio di CO₂

La Commissione stimola la ricerca nel campo della cattura e dello stoccaggio di CO₂, attribuendole un ruolo importante per l'elaborazione e l'adozione di linee guida sul monitoraggio e sulla comunicazione della cattura e dello stoccaggio di CO₂, ove questi rientrino nel campo di applicazione della direttiva, secondo la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2 della direttiva. Le linee guida terranno conto delle metodologie elaborate nel quadro della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). Gli Stati membri interessati alla loro elaborazione potranno favorirne una rapida adozione presentando alla Commissione i risultati delle loro ricerche.

Prima dell'adozione delle linee guida, gli Stati membri potranno presentare alla Commissione linee guida provvisorie sul monitoraggio e sulla comunicazione della cattura e dello stoccaggio di CO₂, ove questi rientrino nel campo di applicazione della direttiva. Previa approvazione della Commissione, la cattura e lo stoccaggio di CO₂ potranno essere detratti dal livello calcolato di emissioni provenienti da impianti contemplati dalla direttiva conformemente alle indicazioni contenute nelle linee guida provvisorie di cui sopra e applicando la procedura di cui all'articolo 23, paragrafo 2 della direttiva.

4.2.2.1.4 Livelli di approcci

Le linee guida relative ad attività specifiche contenute negli allegati da II a XI indicano metodologie specifiche da utilizzare per ricavare le seguenti variabili: dati relativi all'attività,

fattori di emissione, fattori di ossidazione o conversione. Questi diversi approcci sono denominati “livelli”. La numerazione crescente dei livelli da 1 in su rispecchia gradi di accuratezza crescenti; il livello di numero più elevato è il livello da preferirsi. Livelli equivalenti sono indicati con lo stesso numero e con un carattere alfabetico specifico (ad es. livello 2a e 2b). Nel caso delle attività per le quali le presenti linee guida indicano metodi di calcolo alternativi (ad es. nell'allegato VII “Metodo A: carbonati” e “Metodo B: produzione di clinker”), l'operatore può passare da un metodo a un altro solo se può dimostrare all'autorità competente che il cambiamento consente una maggiore accuratezza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni dell'attività considerata.

Per il monitoraggio e la comunicazione, tutti i gestori utilizzano l'approccio di livello più elevato per determinare tutte le variabili per tutte le fonti di un impianto. Solo se dimostra all'autorità competente che l'approccio di livello più elevato non è tecnicamente realizzabile o comporta costi eccessivi, il gestore può utilizzare il livello immediatamente inferiore per la variabile considerata nell'ambito della metodologia di monitoraggio utilizzata.

Il livello prescelto, quindi, rispecchia il grado di accuratezza più elevato che risulta tecnicamente realizzabile senza costi eccessivi. Il gestore può applicare livelli diversi alle differenti variabili (dati relativi all'attività, fattore di emissione, fattore di ossidazione o di conversione) usate in uno stesso calcolo. La scelta dei livelli è comunque condizionata all'approvazione dell'autorità competente (cfr. punto 4.2).

Durante il periodo 2005-2007 gli Stati membri dovrebbero applicare quanto meno i livelli riportati nella tabella 1 seguente, salvo il caso in cui ciò risulti tecnicamente non realizzabile. Nelle colonne A sono indicati i livelli da applicare per le fonti maggiori di impianti con emissioni annue complessive pari o inferiori a 50 kt. Nelle colonne B sono indicati i livelli da applicare per le fonti maggiori di impianti con emissioni annue complessive comprese fra > 50 kt e 500 kt. Nelle colonne C sono indicati i livelli da applicare per le fonti maggiori di impianti con emissioni annue complessive superiori a 500 kt. I valori soglia riportati nella tabella per l'entità delle emissioni si riferiscono alle emissioni annue complessive di tutto l'impianto.

Tabella 1:Colonna A: emissioni annue complessive ≤ 50 ktColonna B: $50 \text{ kt} < \text{emissioni annue complessive} \leq 500$ ktColonna C: emissioni annue complessive > 500 kt

Allegato/attività	Dati attività			Potere calorifico netto			Fattore di emissione			Dati composizione			Fattore ossidazione			Fattore conversione		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
II: combustione																		
Combustione (combustibili gassosi, liquidi)	2a/2b	3a/3b	4a/4b	2	2	3	2a/2b	2a/2b	3	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.
Combustione (combustibili solidi)	1	2a/2b	3a/3b	2	3	3	2a/2b	3	3	n.p.	n.p.	n.p.	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.
Torce	2	3	3	n.p.	n.p.	n.p.	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.
Lavaggio carbonato	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
gesso	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
III: raffinerie																		
Bilancio di massa	4	4	4	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.
Rigener. di cracker catalitici	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
Impianti di coking	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.
Produzione di idrogeno	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.
IV: cokerie																		
Bilancio di massa	3	3	3	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.
Combustibile come elemento in entrata al processo	2	2	3	2	2	3	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.

V: arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici																		
Bilancio di massa	2	2	3	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.
Carbonato in entrata	1	1	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
VI: ferro e acciaio																		
Bilancio di massa	2	2	3	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.
Combustibile come elemento in entrata al processo	2	2	3	2	2	3	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.a	n.a	n.a
VII: cemento																		
Carbonati	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
Clinker prodotto	1	2a/2b	2a/2b	n.p.	n.p.	n.p.	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
CKD	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
VIII: calce viva																		
Carbonati	1	1	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
Ossidi alcalini	1	1	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
IX: vetro																		
Carbonati	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
Ossidi alcalini	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
X: prodotti ceramici																		
Carbonati	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
Ossidi alcalini	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
Lavaggio	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
XI: carta e pasta per carta																		

Metodo standard	1	2	2	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	1	1	1
-----------------	---	---	---	------	------	------	---	---	---	------	------	------	------	------	------	---	---	---

Previa approvazione dell'autorità competente il gestore può applicare, per le variabili usate per il calcolo delle emissioni provenienti da fonti minori (tra cui sono compresi i flussi minori di combustibili o materiali), livelli inferiori a quelli applicati per le variabili usate per calcolare le emissioni provenienti da fonti maggiori o flussi maggiori di combustibili o materiali in un impianto. Le fonti maggiori, tra cui sono compresi i flussi maggiori di combustibili e materiali, sono quelle che, classificate in ordine decrescente di grandezza, contribuiscono cumulativamente per almeno il 95% alle emissioni annue totali dell'impianto. Le fonti minori sono quelle che producono emissioni non superiori a 2,5 kt all'anno ovvero che contribuiscono per non più del 5% alle emissioni annue totali di un impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato in termini di emissioni assolute. Per le fonti minori che insieme producono emissioni non superiori a 0,5 kt all'anno ovvero che contribuiscono per meno dell'1% alle emissioni annue totali di un impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato in termini di emissioni assolute, il gestore dell'impianto può applicare un approccio "de minimis" per il monitoraggio e la comunicazione utilizzando un proprio metodo di stima al di fuori del sistema di livelli, previa approvazione dell'autorità competente.

Per i combustibili da biomassa puri si possono applicare approcci di livello inferiore, sempreché le rispettive emissioni calcolate non debbano essere utilizzate per sottrarre il carbonio della biomassa dalle emissioni di biossido di carbonio determinate mediante misura in continuo delle emissioni.

Nei casi seguenti, il gestore propone senza indebito ritardo una modificazione dei livelli applicati:

- variazione dei dati accessibili e conseguente possibilità di ottenere una maggiore accuratezza nella determinazione delle emissioni;
- individuazione di errori nei dati risultanti dalla metodologia di monitoraggio;
- richiesta di modificazione da parte dell'autorità competente.

Per gli impianti con emissioni annue complessive superiori a 500 kt di CO₂ equivalenti, l'autorità competente comunica alla Commissione entro il 30 settembre di ogni anno, a partire dal 2004, se l'applicazione di una combinazione degli approcci di livello più elevato per le fonti maggiori dell'impianto non risulta tecnicamente realizzabile o comporta costi verosimilmente eccessivi. Sulla base di queste informazioni ricevute dalle autorità competenti, la Commissione valuta l'opportunità di una revisione dei criteri di scelta dei livelli.

Se l'applicazione della metodologia di livello più elevato o del livello approvato per la variabile considerata risulta temporaneamente non realizzabile a causa di motivi tecnici, il gestore può applicare il livello più elevato raggiungibile fino a quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente. Il gestore fornisce senza indebito ritardo all'autorità competente la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria. Il gestore attua tutti i provvedimenti necessari per consentire il sollecito ripristino del livello originale per il monitoraggio e la comunicazione.

I cambiamenti di livello sono documentati in maniera completa. Nel caso in cui temporanee interruzioni del funzionamento delle apparecchiature di misura causino lacune di scarso rilievo nei dati, ci si attiene per il loro trattamento alla buona pratica professionale e a quanto

stabilito nel documento di riferimento del luglio 2003 sui principi generali di monitoraggio, stilato in applicazione della direttiva sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (IPPC)¹.

Quando nel corso di un periodo di riferimento vengono cambiati i livelli applicati, i risultati del cambiamento per l'attività considerata sono calcolati e riportati in sezioni distinte della comunicazione annuale all'autorità competente per le parti corrispondenti del periodo di riferimento.

4.2.2.1.5 Dati relativi all'attività

I dati relativi all'attività sono informazioni sul flusso di materiali, sul consumo di combustibile, sul materiale in entrata o sulla produzione in uscita e sono espressi come contenuto di energia [TJ] – determinato come potere calorifico netto – per i combustibili e come massa o volume per i materiali in entrata o in uscita [t o m³].

Qualora i dati relativi all'attività per il calcolo delle emissioni di processo non possano essere misurati appena prima dell'immissione nel processo, se le linee guida specifiche applicabili (allegati da II a XI) non indicano per alcun livello prescrizioni specifiche al riguardo, la determinazione dei dati relativi all'attività è effettuata valutando la variazione delle scorte nel modo seguente:

$$\text{materiale C} = \text{materiale P} + (\text{materiale S} - \text{materiale E}) - \text{materiale O}$$

dove:

- materiale C: materiale lavorato durante il periodo di riferimento
- materiale P: materiale acquistato durante il periodo di riferimento
- materiale S: scorte di materiale all'inizio del periodo di riferimento
- materiale E: scorte di materiale al termine del periodo di riferimento
- materiale O: materiale usato per altri scopi (per trasporti o rivenduto).

Nei casi in cui la determinazione di “materiale S” e “materiale E” mediante misura, ad esempio attraverso l'impiego di contatori, non sia tecnicamente realizzabile o comporti costi verosimilmente eccessivi, il gestore può stimare queste due quantità utilizzando i dati dell'anno precedente e correlandoli agli elementi in uscita per il periodo di riferimento. Il gestore quindi convalida tali stime con calcoli di supporto documentati e con i rendiconti finanziari pertinenti. Questa disposizione lascia impregiudicate tutte le altre prescrizioni riguardanti la scelta dei livelli; pertanto, ad esempio, la determinazione di “materiale P” e “materiale O”, nonché dei rispettivi fattori di emissione od ossidazione, viene effettuata conformemente alle linee guida relative ad attività specifiche di cui agli allegati da II a XI.

Per facilitare la scelta dei livelli appropriati per i dati relativi all'attività, la tabella 2 seguente presenta una panoramica delle incertezze tipiche rilevate per diversi tipi di dispositivi di misura utilizzati per la determinazione del flusso di massa dei combustibili, del flusso di materiali, dei materiali in entrata o della produzione in uscita. La tabella può fornire indicazioni alle autorità competenti e ai gestori in merito alla possibilità di applicare livelli appropriati per la determinazione dei dati relativi all'attività, nonché ai limiti che ostano all'applicazione degli stessi.

¹ Disponibile nel sito <http://eippcb.jrc.es/>

Tabella 2: tabella informativa con la fascia di incertezza tipica di diversi dispositivi di misura in condizioni operative stabili

Dispositivo di misura	Mezzo	Campo di applicazione	Fascia di incertezza tipica
Orifizio di misura	gas	vari gas	± 1-3 %
Venturimetro	gas	vari gas	± 1-3 %
Misuratore di portata a ultrasuoni	gas	gas naturale / gas vari	± 0,5 – 1,5 %
Contatore rotativo	gas	gas naturale / gas vari	± 1-3 %
Contatore a turbina	gas	gas naturale / gas vari	± 1-3 %
Misuratore di portata a ultrasuoni	liquidi	combustibili liquidi	± 1-2 %
Contatore magnetico induttivo	liquidi	fluidi conduttivi	± 0,5-2 %
Contatore a turbina	liquidi	combustibili liquidi	± 0,5-2 %
Pesa per autocarri	solidi	materie prime varie	± 2-7 %
Pesa ferroviaria (treni – in movimento)	solidi	carbone	± 1-3 %
Pesa ferroviaria (singoli vagoni)	solidi	carbone	± 0,5-1,0 %
Imbarcazione – trasporto fluviale (dislocamento)	solidi	carbone	± 0,5-1,0 %
Imbarcazione – trasporto oceanico (dislocamento)	solidi	carbone	± 0,5-1,5 %
Bilancia per nastro con integratore	solidi	materie prime varie	± 1-4 %

4.2.2.1.6 Fattori di emissione

I fattori di emissione si basano sul tenore di carbonio dei combustibili o dei materiali in entrata e sono espressi in tCO₂/TJ (emissioni di combustione) oppure in tCO₂/t o tCO₂/m³ (emissioni di processo). I punti 8 e 10 di questo allegato riportano fattori di emissione specifici alle varie attività e disposizioni riguardanti la loro definizione. Per le emissioni di combustione associate a un combustibile il gestore può utilizzare un fattore di emissione espresso in termini di contenuto di carbonio (tCO₂/t) anziché in tCO₂/TJ, se dimostra

all'autorità competente che ciò determina un'accuratezza stabilmente maggiore. In questo caso l'operatore procede comunque a una determinazione periodica del contenuto di energia per ottemperare agli obblighi di comunicazione precisati nel punto 5 del presente allegato.

Per convertire il carbonio in CO₂ si utilizza un fattore pari a 3,667 [t CO₂/t C]².

Con i livelli più accurati è necessario definire fattori specifici alle singole attività considerate, conformemente alle prescrizioni contenute nel punto 10 del presente allegato. Gli approcci di livello 1 consentono invece l'uso di fattori di emissione di riferimento, elencati nel punto 8 del presente allegato.

La biomassa è considerata neutra in termini di CO₂ e ad essa si applica un fattore di emissione pari a 0 [t CO₂/TJ o t o m³]. Al punto 9 del presente allegato è riportato un elenco indicativo di vari tipi di materiali considerati biomassa.

In queste linee guida non sono riportati fattori di emissione di riferimento per i combustibili da rifiuti fossili; pertanto, è necessario determinare fattori di emissione specifici attenendosi ai criteri indicati nel punto 10 del presente allegato.

Per i combustibili o materiali contenenti carbonio sia fossile che da biomassa si applica un fattore di emissione ponderato, basato sul rapporto tra il carbonio fossile e il contenuto totale di carbonio del combustibile. Questo calcolo è effettuato in modo trasparente e documentato secondo i criteri e le procedure di cui al punto 10 del presente allegato.

Tutte le informazioni di interesse riguardanti i fattori di emissione utilizzati, comprese le fonti dei dati e i risultati delle analisi sul combustibile e sul materiale in entrata e in uscita, sono registrate in modo chiaro. Disposizioni più dettagliate a questo riguardo sono contenute nelle linee guida specifiche relative alle varie attività.

4.2.2.1.7 Fattori di ossidazione/conversione

Se il fattore di emissione non tiene conto della parte di carbonio che non viene ossidata, si utilizza un fattore di ossidazione/conversione aggiuntivo.

Con i livelli più accurati è necessario definire fattori specifici all'attività; per questo, nel punto 10 del presente allegato sono indicate le disposizioni per la determinazione di questi fattori.

Se, per un impianto in cui sono utilizzati combustibili o materiali diversi, vengono calcolati fattori di ossidazione specifici all'attività, il gestore può determinare un fattore di ossidazione aggregato per l'attività e applicarlo a tutti i combustibili o materiali, oppure attribuire un'ossidazione incompleta a un flusso maggiore di combustibile o materiale e usare un valore pari a 1 per gli altri.

Tutte le informazioni pertinenti riguardanti i fattori di ossidazione/conversione utilizzati, comprese le fonti dei dati e i risultati delle analisi sul combustibile e sul materiale in entrata e in uscita, sono registrate in modo chiaro.

² Basato sul rapporto tra la massa atomica del carbonio (12) e quella dell'ossigeno (16), tratto dal documento "Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, 1.13".

4.2.2.2 Calcolo delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida generali per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

4.2.3 Misura

4.2.3.1 Misura delle emissioni di CO₂

Come indicato al punto 4.2.1, le emissioni di gas a effetto serra possono essere determinate utilizzando per ciascuna fonte sistemi di misura in continuo delle emissioni con metodi standard o riconosciuti, a condizione che prima del periodo di riferimento l'autorità competente abbia approvato l'uso di un sistema di misura in continuo delle emissioni giudicandolo capace di assicurare un'accuratezza maggiore rispetto al calcolo delle emissioni effettuato con l'approccio di livello più accurato. Per ciascun periodo di riferimento successivo all'approvazione, le emissioni determinate con un sistema di misura in continuo delle emissioni sono convalidate per mezzo di calcoli di supporto, scegliendo i livelli con criteri identici a quelli applicati per l'approccio fondato sul calcolo (cfr. punto 4.2.2.1.4).

Le procedure per la misura delle concentrazioni di CO₂ e della portata massica o volumetrica dei gas emessi da ogni camino si basano sulle norme CEN pertinenti non appena queste sono disponibili. Se non esistono norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o alle linee guida sulle migliori pratiche del settore.

Tra le norme ISO applicabili sono comprese, a titolo di esempio, le seguenti:

- ISO 10396:1993 "Stationary source emissions – Sampling for the automated determination of gas concentrations";
- ISO 10012:2003 "Measurement management systems – Requirements for measurement processes and measuring equipment".

Una volta installato, il sistema di misura in continuo delle emissioni è sottoposto a controlli periodici diretti ad accertarne la funzionalità e le prestazioni, e in particolare:

- il tempo di risposta;
- la linearità;
- l'interferenza;
- la deriva di zero e di span;
- l'accuratezza rispetto a un metodo di riferimento.

La frazione di biomassa viene determinata mediante calcolo, quindi sottratta dalle emissioni di CO₂ misurate e riportata come voce per memoria (cfr. punto 12 del presente allegato).

4.2.3.2 Misura delle emissioni diverse dal CO₂

Linee guida generali per la misura delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

4.3 Valutazione dell'incertezza

Nell'ambito di queste linee guida, l'"incertezza ammissibile" è espressa come l'intervallo di confidenza al 95% attorno al valore misurato, ad esempio nella caratterizzazione di apparecchi di misura per il sistema articolato in livelli o nella caratterizzazione dell'accuratezza di un sistema di misura in continuo.

4.3.1 Calcolo

Il gestore è a conoscenza degli effetti dell'incertezza sull'accuratezza complessiva dei dati sulle emissioni comunicati.

Quando viene utilizzata la metodologia fondata sul calcolo, l'autorità competente ha già approvato in precedenza la combinazione dei livelli da utilizzare per ciascuna fonte dell'impianto, nonché tutti gli altri dettagli relativi alla metodologia di monitoraggio per l'impianto contenuti nell'autorizzazione dello stesso. In questo modo, l'autorità competente ha già autorizzato l'incertezza direttamente risultante dalla corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata, e la prova del benessere dell'autorità competente è il contenuto dell'autorizzazione.

Nella comunicazione annuale delle emissioni presentata all'autorità competente per ciascuna attività e ciascun flusso di combustibile o materiale considerato, il gestore indica la combinazione di livelli approvata per ciascuna fonte dell'impianto. L'indicazione della combinazione di livelli nella comunicazione sulle emissioni assume il valore di comunicazione dell'incertezza ai fini della direttiva. Pertanto, se applica la metodologia fondata sul calcolo il gestore non è tenuto a fornire ulteriori precisazioni sull'incertezza.

L'incertezza ammissibile determinata per gli apparecchi di misura nel sistema articolato in livelli comprende l'incertezza specificata dell'apparecchio di misura, l'incertezza associata alla taratura ed ogni ulteriore incertezza connessa alle modalità di utilizzo concreto dell'apparecchio di misura. I valori soglia indicati nel sistema articolato in livelli si riferiscono all'incertezza associata al valore per un periodo di riferimento.

Attraverso il processo di assicurazione e controllo della qualità, il gestore gestisce e riduce le incertezze residue riguardanti i dati sulle emissioni presentati nella comunicazione. Durante il processo di verifica, il responsabile della verifica controlla la corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata e valuta la gestione e la riduzione delle incertezze residue per mezzo delle procedure di assicurazione e controllo della qualità applicate dal gestore.

4.3.2 Misura

Come già indicato al punto 4.2.1, un gestore può giustificare l'uso di una metodologia fondata sulla misura se tale metodologia assicura in maniera affidabile una maggiore accuratezza rispetto alla metodologia fondata sul calcolo applicata utilizzando una combinazione dei livelli più elevati. Per comprovare questa maggiore accuratezza all'autorità competente, il

gestore presenta i risultati quantitativi di un'analisi dell'incertezza più completa in cui siano prese in considerazione le seguenti fonti di incertezza.

Misure della concentrazione per la misura in continuo delle emissioni:

- l'incertezza specificata degli apparecchi di misura in continuo;
- incertezze associate alla taratura;
- ulteriore incertezza legata alle modalità di utilizzo concreto degli apparecchi di monitoraggio.

Nella misura della massa e del volume per la determinazione del flusso di effluenti gassosi per il monitoraggio continuo delle emissioni e il calcolo di convalida:

- l'incertezza specificata degli apparecchi di misura;
- incertezze associate alla taratura;
- ulteriore incertezza legata alle modalità di utilizzo concreto degli apparecchi di misura.

Nella determinazione dei poteri calorifici, dei fattori di emissione e ossidazione o dei dati relativi alla composizione per il calcolo di convalida:

- l'incertezza specificata derivante dal metodo o sistema di calcolo applicato;
- ulteriore incertezza legata alle modalità di utilizzo concreto del metodo di calcolo.

Sulla base della motivazione fornita dal gestore, l'autorità competente può approvare l'uso di un sistema di misura in continuo delle emissioni per determinate fonti di un impianto, nonché tutti gli altri dettagli relativi alla metodologia di monitoraggio utilizzata per tali fonti destinati a figurare nell'autorizzazione dell'impianto. In questo modo, l'autorità competente autorizza l'incertezza direttamente risultante dalla corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata, e la prova del benessere dell'autorità competente è il contenuto dell'autorizzazione.

Nella comunicazione annuale delle emissioni presentata all'autorità competente per le fonti considerate, il gestore indica il valore dell'incertezza risultante dalla sua analisi iniziale completa dell'incertezza fintantoché l'autorità competente non riesamina la scelta di utilizzare la misura anziché il calcolo e non chiede che venga calcolato nuovamente il valore dell'incertezza. Ai fini della direttiva, l'indicazione di questo valore dell'incertezza nella comunicazione sulle emissioni assume il valore di comunicazione dell'incertezza.

Attraverso il processo di assicurazione e controllo della qualità, il gestore gestisce e riduce le incertezze residue riguardanti i dati sulle emissioni presentati nella comunicazione. Durante il processo di verifica, il responsabile della verifica controlla la corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata, e valuta la gestione e la riduzione delle incertezze residue per mezzo delle procedure di assicurazione e controllo della qualità applicate dal gestore.

4.3.3 Valori di incertezza esemplificativi

La tabella 3 presenta una panoramica indicativa dell'incertezza globale tipica che è possibile ottenere nella determinazione delle emissioni di CO₂ provenienti da impianti con livelli di emissioni diversi. Le informazioni contenute nella tabella dovrebbero essere prese in considerazione dall'autorità competente in sede di valutazione o approvazione della metodologia di monitoraggio di un determinato impianto che utilizzi metodi di calcolo oppure sistemi di misura in continuo delle emissioni.

Tabella 3: tabella informativa con le incertezze globali tipiche associate alla determinazione delle emissioni di CO₂ provenienti da un impianto o da un'attività di un impianto per singoli flussi di combustibile o materiale in funzione del livello delle emissioni

Descrizione	Esempi	E: emissioni di CO ₂ in kt/anno		
		E > 500	100<E<500	E<100
combustibili gassosi e liquidi di qualità costante	gas naturale	2,5%	3,5%	5%
combustibili liquidi e combustibili gassosi di composizione variabile	gasolio; gas di altoforno	3,5%	5%	10%
combustibili solidi di composizione variabile	carbone	3%	5%	10%
combustibili solidi di composizione fortemente variabile	rifiuti	5%	10%	12,5%
emissioni di processo provenienti da materie prime solide	calcare, dolomite	5%	7,5%	10%

5. Comunicazione

L'allegato IV della direttiva contiene le disposizioni riguardanti le comunicazioni che devono essere presentate per gli impianti. I dati quantitativi sono presentati utilizzando il formato per la trasmissione delle comunicazioni di cui al punto 11 del presente allegato. Le comunicazioni sono verificate sulla base delle prescrizioni dettagliate emanate dagli Stati membri in applicazione dell'allegato V della direttiva. Il gestore presenta la comunicazione verificata all'autorità competente entro il 31 marzo di ogni anno per le emissioni rilasciate durante l'anno precedente.

Le comunicazioni in possesso dell'autorità competente sono messe a disposizione del pubblico da tale autorità nel rispetto delle disposizioni della direttiva 2003/4/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 gennaio 2003, sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale e che abroga la direttiva 90/313/CEE del Consiglio³. In relazione all'applicazione dell'eccezione prevista all'articolo 4, paragrafo 2, lettera d) di tale direttiva, i gestori possono indicare nella loro comunicazione quali informazioni siano considerate commercialmente sensibili.

Nella comunicazione relativa a un impianto l'operatore deve indicare quanto segue:

- (1) informazioni che identificano l'impianto, quali precisate nell'allegato IV della direttiva, e numero univoco dell'autorizzazione rilasciata all'impianto;
- (2) per tutte le fonti, le emissioni totali, l'approccio prescelto (misura o calcolo), i livelli prescelti e il metodo (se del caso), i dati relativi all'attività⁴, i fattori di emissione⁵ e i fattori di ossidazione/conversione⁶. Se applica un bilancio di massa, l'operatore indica il flusso di massa, il tenore di carbonio e il contenuto di energia in entrata e in uscita dall'impianto per ciascun flusso di combustibile e materiale, nonché le scorte e gli stock relativi;
- (3) i cambiamenti temporanei o permanenti di livello, i motivi di tali cambiamenti, la data d'inizio dei cambiamenti, nonché la data d'inizio e di termine dei cambiamenti temporanei;
- (4) ogni altra modifica apportata all'impianto durante il periodo di riferimento, la quale possa avere rilevanza ai fini della comunicazione delle emissioni.

Le informazioni di cui alle voci 3) e 4) e le informazioni supplementari relative alla voce 2) non si prestano ad essere presentate nelle tabelle previste dal formato per la presentazione delle comunicazioni; sono quindi inserite nella comunicazione annuale delle emissioni sotto forma di testo.

I seguenti elementi non concorrono alla determinazione delle emissioni, ma sono presentati come voci per memoria:

³ G.U. L. 041 del 14.2.2003, pag. 26.

⁴ Per le attività di combustione, i dati relativi all'attività sono indicati in termini di energia (potere calorifico netto) e di massa. Nei dati relativi all'attività sono indicati anche i combustibili o i materiali in entrata costituiti da biomassa.

⁵ Per le attività di combustione, i fattori di emissione sono indicati come CO₂ emesso per contenuto di energia.

⁶ I fattori di conversione e di ossidazione sono indicati sotto forma di frazioni adimensionali.

- quantità di biomassa bruciata [TJ] o utilizzata nei processi [t o m³];
- emissioni di CO₂ [t CO₂] da biomassa, quando la determinazione delle emissioni viene effettuata con l'approccio fondato sulla misura;
- CO₂ trasferito all'esterno di un impianto [t CO₂], e tipo di composti in cui è stato trasferito.

Nella comunicazione, per indicare i combustibili e le relative emissioni si utilizzano le categorie standard di combustibili previste dall'IPCC (cfr. punto 8 del presente allegato), a loro volta mutuata dalle definizioni dell'Agenzia internazionale dell'energia (<http://www.iea.org/stats/defs/defs.htm>). Se lo Stato membro del gestore ha pubblicato un elenco di categorie di combustibili contenente definizioni e fattori di emissione corrispondenti a quelli utilizzati nell'ultimo inventario nazionale presentato al segretario della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici utilizzando il formato comune per la trasmissione delle relazioni, il gestore utilizza tali categorie e i relativi fattori di emissione a condizione che il loro impiego sia approvato nel quadro della metodologia di monitoraggio utilizzata.

Nella comunicazione sono indicati anche i tipi di rifiuti usati come combustibili o materiali in entrata, nonché le emissioni risultanti da tale uso. Per la comunicazione dei tipi di rifiuti si adotta la classificazione dell'elenco europeo dei rifiuti (decisione 2000/532/CE della Commissione, del 3 maggio 2000, che sostituisce la decisione 94/3/CE che istituisce un elenco di rifiuti conformemente all'articolo 1, lettera a), della direttiva 75/442/CEE del Consiglio relativa ai rifiuti e la decisione 94/904/CE del Consiglio che istituisce un elenco di rifiuti pericolosi ai sensi dell'articolo 1, paragrafo 4, della direttiva 91/689/CEE del Consiglio relativa ai rifiuti pericolosi⁷, <http://europa.eu.int/comm/environment/waste/legislation/a.htm>), aggiungendo ai nomi dei tipi di rifiuti usati nell'impianto i codici a sei cifre previsti da tale classificazione.

Le emissioni provenienti da fonti diverse di uno stesso impianto ma riconducibili ad un unico tipo di attività possono essere comunicate in maniera aggregata per il tipo di attività in questione.

Nelle comunicazioni, le emissioni sono indicate in tonnellate arrotondate di CO₂ (ad esempio 1.245.978 tonnellate). Sia per il calcolo che per la comunicazione delle emissioni, i dati relativi all'attività, i fattori di emissione e i fattori di ossidazione o conversione sono arrotondati alle sole cifre significative; ad esempio, per un valore con un'incertezza di $\pm 0,01\%$ si utilizzano solo cinque cifre in totale (ad esempio 1,2369).

Per garantire la coerenza dei dati comunicati a norma della direttiva con i dati comunicati dagli Stati membri nel quadro della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e con gli altri dati sulle emissioni presentati nelle relazioni per il Registro europeo delle emissioni inquinanti (EPER), ciascuna attività svolta da un impianto è identificata per mezzo dei codici previsti dai due seguenti sistemi di comunicazione:

- a) il formato comune per la trasmissione delle relazioni (Common Reporting Format) sugli inventari nazionali dei gas a effetto serra approvato dagli organi

⁷ GU L 226 del 6.9.2000, pag. 3. Modificata da ultimo dalla decisione 2001/573/CE del Consiglio (GU L 203 del 28.7.2001, pag. 18).

competenti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (cfr. punto 12.1 del presente allegato);

- b) il codice IPPC di cui all'allegato A3 della decisione sul Registro europeo delle emissioni inquinanti (EPER) (cfr. punto 12.2 del presente allegato).

6. Conservazione delle informazioni

Il gestore di un impianto documenta e archivia i dati relativi al monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra provenienti da tutte le fonti dell'impianto riconducibili ad attività di cui all'allegato I della direttiva, e specificati in relazione a tali attività.

I dati documentati e archiviati relativi al monitoraggio devono essere sufficienti per consentire la verifica, secondo i criteri indicati nell'allegato V della direttiva, della comunicazione annuale delle emissioni di un impianto presentata dal gestore a norma dell'articolo 14, paragrafo 3 della direttiva.

Per i dati non inclusi nella comunicazione annuale delle emissioni non è previsto alcun obbligo di comunicazione o divulgazione sotto altra forma.

Per permettere al responsabile della verifica o ad altri terzi di replicare la determinazione delle emissioni, il gestore di un impianto conserva quanto indicato in appresso per almeno dieci anni dopo la presentazione di ciascuna comunicazione annuale a norma dell'articolo 14, paragrafo 3 della direttiva:

per l'approccio fondato sul calcolo:

- l'elenco di tutte le fonti sottoposte a monitoraggio;
- i dati relativi all'attività usati per ogni calcolo delle emissioni per ciascuna fonte di gas a effetto serra, classificati in base al processo e al tipo di combustibile;
- i documenti che giustificano la scelta della metodologia di monitoraggio e i documenti che giustificano ogni eventuale modificazione temporanea o non temporanea delle metodologie di monitoraggio e dei livelli approvati dall'autorità competente;
- la documentazione riguardante la metodologia di monitoraggio e i risultati della determinazione di fattori di emissione specifici all'attività, delle frazioni di biomassa per combustibili specifici e dei fattori di ossidazione o conversione, nonché le prove della relativa approvazione dell'autorità competente;
- la documentazione riguardante il processo di raccolta dei dati relativi all'attività per l'impianto e le sue fonti;
- i dati relativi all'attività, i fattori di emissione, ossidazione o conversione presentati all'autorità competente per il piano nazionale di assegnazione delle quote di emissioni per gli anni antecedenti il periodo di applicazione del sistema di scambio delle quote di emissioni;
- la documentazione riguardante le responsabilità in materia di monitoraggio delle emissioni;
- la comunicazione annuale delle emissioni;

- ogni altra informazione identificata come necessaria per la verifica della comunicazione annuale delle emissioni.

Se applica l'approccio fondato sulla misura, il gestore conserva anche le informazioni seguenti:

- la documentazione che giustifica la scelta della misura come metodologia di monitoraggio;
- i dati usati per l'analisi dell'incertezza delle emissioni provenienti da ciascuna fonte di gas a effetto serra, classificati per processo e per tipo di combustibile;
- una descrizione tecnica dettagliata del sistema di misura in continuo, compresa la documentazione relativa all'approvazione rilasciata dall'autorità competente;
- dati grezzi e aggregati provenienti dal sistema di misura in continuo, compresa la documentazione riguardante le modificazioni nel tempo, il registro delle prove effettuate, le interruzioni temporanee del funzionamento, gli interventi di taratura e di manutenzione;
- la documentazione relativa a ogni modificazione del sistema di misura.

7. Assicurazione e controllo della qualità

7.1 Prescrizioni generali

Il gestore definisce, documenta, applica e mantiene un sistema efficace di gestione dei dati per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra conformemente a quanto stabilito in queste linee guida. Il sistema di gestione dei dati viene attivato dal gestore prima dell'inizio del periodo di riferimento, di modo che tutti i dati siano registrati e controllati in maniera appropriata in preparazione della verifica. Le informazioni conservate nel sistema di gestione dei dati comprendono le informazioni elencate al punto 6.

Le necessarie procedure di assicurazione e controllo della qualità possono essere attuate nel contesto del sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS) o di altri sistemi per la gestione ambientale, tra cui la norma UNI EN ISO 14001:1996 ("Sistemi di gestione ambientale – Requisiti e guida per l'uso").

Le procedure di assicurazione e controllo della qualità si applicano alle procedure necessarie per il monitoraggio e la comunicazione dei gas a effetto serra e alla loro attuazione nell'impianto e riguardano, tra le altre cose:

- l'identificazione delle fonti di gas a effetto serra che rientrano nel sistema ai sensi dell'allegato I della direttiva;
- la sequenza e l'interazione dei processi di monitoraggio e comunicazione;
- le responsabilità e competenze;
- i metodi di calcolo o misura utilizzati;
- gli apparecchi di misura utilizzati (se del caso);
- le comunicazioni e gli archivi;
- le valutazioni interne sia dei dati comunicati che del sistema di qualità;
- gli interventi correttivi e preventivi.

Se decide di assegnare all'esterno un processo che ha riflessi sulle procedure di assicurazione e controllo della qualità, il gestore esercita il proprio controllo sulla trasparenza di tali processi. Le misure attuate per esercitare il controllo e assicurare la trasparenza dei processi assegnati all'esterno sono identificate nell'ambito delle procedure di assicurazione e controllo della qualità.

7.2 Tecniche e dispositivi di misura

Il gestore provvede affinché gli apparecchi di misura siano tarati, regolati e controllati a intervalli regolari e prima dell'uso e affinché ne sia verificata la conformità a norme sulla misura riconducibili a norme internazionali esistenti in materia. Qualora gli apparecchi risultino non conformi ai requisiti vigenti, il gestore valuta la validità dei risultati delle misure precedenti e ne prende nota, provvedendo altresì ad attuare prontamente i correttivi necessari. Le informazioni sui risultati della taratura e dell'autenticazione sono conservate.

Se utilizza un sistema di misura in continuo delle emissioni, il gestore si attiene alle prescrizioni della norma EN 14181 (“Stationary source emissions – Quality assurance of automated measuring systems”) e della norma EN ISO 14956:2002 (“Air quality – Evaluation of the suitability of a measurement procedure by comparison with a required uncertainty”) per gli strumenti e per il gestore.

In alternativa, le misure, la valutazione dei dati, il monitoraggio e le comunicazioni possono essere affidati a laboratori di prova indipendenti accreditati. In questo caso, i laboratori sono accreditati anche ai sensi della norma EN ISO 17025:2000 (“General requirements for the competence of testing and calibration laboratories”).

7.3 Gestione dei dati

Il gestore sottopone la gestione dei propri dati a procedure di assicurazione e controllo della qualità al fine di evitare omissioni, dichiarazioni inesatte ed errori. Tali procedure, definite dal gestore in base alla complessità dell’insieme dei dati, sono registrate e messe a disposizione del responsabile della verifica.

Al livello operativo possono essere attuate procedure semplici ed efficaci di assicurazione e controllo della qualità basate sulla comparazione, tramite approcci verticali e orizzontali, dei valori sottoposti a monitoraggio.

Gli approcci verticali mettono a confronto i dati sulle emissioni rilevati per lo stesso impianto in anni diversi. Differenze tra i dati annuali non imputabili a:

- cambiamenti dei livelli di attività
- cambiamenti riguardanti i combustibili o il materiale in entrata
- cambiamenti riguardanti i processi che danno origine alle emissioni (ad es. miglioramenti dell’efficienza energetica)

sono dovute con ogni probabilità a errori nel monitoraggio.

Gli approcci orizzontali mettono a confronto i valori ricavati da sistemi diversi di raccolta dei dati operativi; essi prevedono ad esempio:

- la comparazione tra i dati sul combustibile o sul materiale in entrata consumato da fonti specifiche e i dati sugli acquisti di combustibile e sulle variazioni delle scorte;
- la comparazione tra i dati totali sul consumo di combustibile o materiale in entrata e i dati sugli acquisti di combustibile e sulle variazioni delle scorte;
- la comparazione tra i fattori di emissione calcolati o segnalati dal fornitore di combustibile e i fattori di emissione di riferimento, nazionali o internazionali, di combustibili analoghi;
- la comparazione tra i fattori di emissione basati su analisi dei combustibili e i fattori di emissione di riferimento, nazionali o internazionali, di combustibili analoghi;
- la comparazione tra le emissioni misurate e le emissioni calcolate.

7.4 Verifica e rilevanza

Il gestore presenta al responsabile della verifica la comunicazione delle emissioni, una copia dell'autorizzazione per ciascun impianto e ogni altra informazione di interesse. Il responsabile della verifica valuta la conformità della metodologia di monitoraggio applicata dal gestore alla metodologia di monitoraggio approvata dall'autorità competente, ai principi di monitoraggio e comunicazione di cui al punto 3 e alle linee guida contenute in questo allegato e nei successivi. Sulla base di questa valutazione, il responsabile della verifica accerta se i dati della comunicazione delle emissioni contengono omissioni, dichiarazioni inesatte o errori tali da determinare inesattezze rilevanti nelle informazioni comunicate.

Nell'ambito del processo di verifica, il responsabile della verifica si preoccupa in particolare di:

- capire ogni attività svolta dall'impianto, le fonti di emissione dell'impianto, gli apparecchi di misura usati per controllare o misurare i dati relativi all'attività, l'origine e l'applicazione dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione/conversione, e l'ambiente in cui opera l'impianto;
- capire il sistema di gestione dei dati e l'organizzazione complessiva del gestore in relazione al monitoraggio e alla comunicazione, nonché procurarsi, analizzare e controllare i dati contenuti nel sistema di gestione dei dati;
- definire un livello accettabile di rilevanza tenendo conto della natura e della complessità delle attività e fonti dell'impianto;
- analizzare i rischi legati ai dati che potrebbero determinare inesattezze rilevanti nella comunicazione delle emissioni, in base alle conoscenze professionali del responsabile della verifica e alle informazioni fornite dal gestore;
- stilare un piano di verifica adeguato che tenga conto dell'analisi dei rischi nonché dell'estensione e complessità delle attività e delle fonti del gestore, e in cui siano definiti i metodi di campionamento da utilizzare per gli impianti del gestore;
- attuare il piano di verifica raccogliendo i dati su cui basare la conclusione della verifica, più tutti gli ulteriori elementi oggettivi di interesse, conformemente ai metodi di campionamento definiti;
- controllare che l'applicazione della metodologia di monitoraggio indicata nell'autorizzazione abbia assicurato un livello di accuratezza conforme ai livelli definiti;
- chiedere al gestore eventuali dati mancanti o sezioni complete mancanti delle piste di audit, spiegare le variazioni nei dati relativi alle emissioni, oppure rivedere i calcoli, prima di giungere a una conclusione finale sulla verifica.

Nel corso del processo di verifica, il responsabile della verifica accerta l'eventuale presenza di inesattezze nei dati comunicati valutando se:

- i processi di assicurazione e controllo della qualità descritti ai punti 7.1, 7.2 e 7.3 sono stati applicati;

- vi sono elementi evidenti e oggettivi, ricavati attraverso la raccolta dei dati, a supporto della determinazione delle inesattezze.

Il responsabile della verifica valuta la rilevanza di ogni singola inesattezza e dell'insieme delle inesattezze non rettificata, tenendo conto di ogni omissione, dichiarazione inesatta o errore tale da poter dar luogo a un'inesattezza, ad esempio un sistema di gestione dei dati che produce valori non trasparenti, non oggettivi o non coerenti. Il livello di certezza è commisurato alla soglia di rilevanza stabilita per l'impianto.

Al termine del processo di verifica, il responsabile della verifica esprime una valutazione sull'eventuale presenza di inesattezze rilevanti nella comunicazione delle emissioni. Se il responsabile della verifica conclude che la comunicazione delle emissioni non contiene inesattezze rilevanti, la comunicazione può essere trasmessa dal gestore all'autorità competente conformemente all'articolo 14, paragrafo 3 della direttiva. Se il responsabile della verifica conclude che la comunicazione delle emissioni contiene inesattezze rilevanti, la comunicazione del gestore non è riconosciuta conforme. A norma dell'articolo 15 della direttiva, gli Stati membri provvedono affinché il gestore di un impianto la cui comunicazione non sia stata riconosciuta conforme entro il 31 marzo di ogni anno per le emissioni rilasciate durante l'anno precedente non possa cedere altre quote di emissioni fino al momento in cui la comunicazione non sia riconosciuta conforme. Gli Stati membri determinano le sanzioni da irrogare conformemente all'articolo 16 della direttiva.

Il valore delle emissioni totali di un impianto indicato in una comunicazione delle emissioni riconosciuta conforme è utilizzato dall'autorità competente per controllare se il gestore abbia restituito un numero di quote sufficiente per il medesimo impianto.

Gli Stati membri provvedono affinché le divergenze di opinioni tra gestori, responsabili delle verifiche e autorità competenti non pregiudichino la corretta comunicazione delle emissioni e siano appianate in conformità della direttiva, di queste linee guida, delle prescrizioni dettagliate emanate dagli Stati membri in applicazione dell'allegato V della direttiva e delle procedure nazionali applicabili.

8. Fattori di emissione

Nella tabella seguente sono riportati i fattori di emissione di riferimento per il livello 1, che consente l'uso di fattori di emissione non specifici all'attività per la combustione di combustibile. Se un combustibile non appartiene a nessuna delle categorie indicate, il gestore lo assegna a una categoria affine sulla base del proprio giudizio di esperto, salvo approvazione dell'autorità competente.

Tabella 4: fattori di emissione per i combustibili fossili – correlati al potere calorifico netto, escludendo i fattori di ossidazione

Combustibile	Fattore di emissione di CO ₂ (tCO ₂ /TJ)	Fonte del fattore di emissione
A) Fossili liquidi		
Combustibili primari		
Petrolio greggio	73,3	IPCC, 1996 ⁸
Orimulsion	80,7	IPCC, 1996
Liquidi da gas naturale	63,1	IPCC, 1996
Combustibili secondari/prodotti		
Benzina	69,3	IPCC, 1996
Kerosene ⁹	71,9	IPCC, 1996
Olio di scisto	77,4	Comunicazione nazionale Estonia, 2002
Gasolio / combustibile diesel	74,1	IPCC, 1996
Olio combustibile residuo	77,4	IPCC, 1996
Gas di petrolio liquido	63,1	IPCC, 1996
Etano	61,6	IPCC, 1996
Nafta	73,3	IPCC, 1996
Bitume	80,7	IPCC, 1996
Lubrificanti	73,3	IPCC, 1996
Coke di petrolio	100,8	IPCC, 1996
Feedstock di raffineria	73,3	IPCC, 1996
Altri oli	73,3	IPCC, 1996
B) Fossili solidi		
Combustibili primari		
Antracite	98,3	IPCC, 1996
Carbone da coke	94,6	IPCC, 1996
Altro carbone bituminoso	94,6	IPCC, 1996
Carbone subbituminoso	96,1	IPCC, 1996
Lignite	101,2	IPCC, 1996
Scisto bituminoso	106,7	IPCC, 1996
Torba	106,0	IPCC, 1996
Combustibili secondari		
BKB e patent fuel	94,6	IPCC, 1996

⁸ Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, 1.13.

⁹ Tranne il kerosene per jet.

Coke da cokeria / da gas	108,2	IPCC, 1996
C) Fossili gassosi		
Monossido di carbonio	155,2	Basato su un potere calorifico netto pari a 10,12 TJ/ t ¹⁰
Gas naturale (secco)	56,1	IPCC, 1996
Metano	54,9	Basato su un potere calorifico netto pari a 50,01 TJ/ t ¹¹
Idrogeno	0	Sostanza non contenente carbonio

¹⁰ J. Falbe e M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stoccarda, 1995.

¹¹ J. Falbe e M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stoccarda, 1995.

9. Elenco di biomasse neutre in termini di CO₂

In questo elenco non esaustivo sono indicati a titolo di esempio vari materiali che sono considerati biomasse ai fini dell'applicazione delle presenti linee guida, e per i quali è prevista la ponderazione con un fattore di emissione pari a 0 [t CO₂/TJ o t o m³]. La torba e le frazioni fossili dei materiali elencati non sono considerati biomasse.

1. Piante e parti di piante, tra cui:

- paglia;
- fieno ed erba;
- foglie, legno, radici, ceppi, corteccia;
- colture, ad esempio mais e triticale.

2. Rifiuti, prodotti e sottoprodotti da biomasse, tra cui:

- scarti di legname industriale (scarti di legname provenienti da operazioni di lavorazione e trasformazione del legno e dall'industria dei materiali lignei);
- legno usato (prodotti usati composti da legno, materiali lignei) e prodotti e sottoprodotti delle operazioni di trasformazione del legno;
- rifiuti a base di legno delle industrie della carta e della pasta per carta, ad esempio il liscivio nero;
- residui della silvicoltura;
- farine, grassi, oli e sego ricavati da animali, pesci e alimenti;
- residui primari provenienti dalla produzione di alimenti e bevande;
- letame;
- residui di piante agricole;
- fanghi di depurazione;
- biogas prodotto dalla digestione, fermentazione o gassificazione di biomasse;
- fanghi portuali e altri fanghi e sedimenti provenienti da corpi idrici;
- gas di discarica.

3. Frazioni di biomassa di materiali misti, tra cui:

- la frazione di biomassa dei relitti galleggianti provenienti dalla gestione dei corpi idrici;
- la frazione di biomassa dei residui misti provenienti dalla produzione di alimenti e bevande;

- la frazione di biomassa dei materiali compositi contenenti legno;
- la frazione di biomassa dei cascami tessili;
- la frazione di biomassa della carta, del cartone e del cartone accoppiato;
- la frazione di biomassa dei rifiuti urbani e industriali;
- la frazione di biomassa dei rifiuti urbani e industriali trattati.

4. Combustibili i cui componenti e prodotti intermedi sono stati tutti prodotti a partire da biomasse, tra cui:

- bioetanolo;
- biodiesel;
- bioetanolo trasformato in ETBE;
- biometanolo;
- biodimetilene;
- bioolio (olio combustibile da pirolisi) e biogas.

10. Determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività

10.1 Determinazione dei poteri calorifici netti e dei fattori di emissione per i combustibili

La procedura specifica per la determinazione del fattore di emissione specifico all'attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un tipo specifico di combustibile, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento del combustibile e per la determinazione del potere calorifico netto, del tenore di carbonio e del fattore di emissione dello stesso si basano sulle norme CEN pertinenti (riguardanti ad esempio la frequenza dei campioni, le procedure di campionamento, la determinazione del potere calorifico lordo e netto e del tenore di carbonio per i diversi tipi di combustibile) non appena esse sono disponibili. Se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori pratiche del settore.

Tra le norme CEN applicabili sono comprese, a titolo di esempio, le seguenti:

- EN ISO 4259:1996: “Prodotti petroliferi. Determinazione ed applicazione dei dati di precisione in relazione ai metodi di prova”.

Tra le norme ISO applicabili sono comprese, a titolo di esempio, le seguenti:

- ISO 13909-1,2,3,4: 2001 Hard coal and coke - Mechanical sampling
- ISO 5069-1,2: 1983: Brown coals and lignites; Principles of sampling;
- ISO 625:1996 Solid mineral fuels - Determination of carbon and hydrogen - Liebig method;
- ISO 925:1997 Solid mineral fuels - Determination of carbonate carbon content - Gravimetric method;
- UNI-EN-ISO 9300-1997: Misurazione della portata di gas per mezzo di ugelli Venturi in regime critico;
- ISO 9951-1993/94: Measurement of gas flow in closed conduits - Turbine meters.

Esistono anche norme nazionali che riguardano la caratterizzazione dei combustibili:

- DIN 51900-1:2000 “Testing of solid and liquid fuels – Determination of gross calorific value by the bomb calorimeter and calculation of net calorific value – Part 1: Principles, apparatus, methods”;
- DIN 51857:1997 “Gaseous fuels and other gases - Calculation of calorific value, density, relative density and Wobbe index of pure gases and gas mixtures”;
- DIN 51612:1980 “Testing of liquefied petroleum gases; calculation of net calorific value”;

- DIN 51721:2001 “Testing of solid fuels - Determination of carbon and hydrogen content” (also applicable for liquid fuels).

La determinazione del fattore di emissione, del tenore di carbonio e del potere calorifico netto è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 (“Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura”).

È importante notare che la frequenza di campionamento, la procedura di campionamento e la preparazione dei campioni sono elementi critici ai fini dell’accuratezza del fattore di emissione specifico all’attività (oltre che ai fini della precisione del procedimento analitico per la determinazione del tenore di carbonio e del potere calorifico netto). Essi dipendono in larga misura dallo stato e dall’omogeneità del combustibile/materiale. Il numero di campioni necessario è elevato per i materiali molto eterogenei come i rifiuti solidi urbani; risulta invece molto meno elevato per la maggior parte dei combustibili gassosi o liquidi commerciali.

La determinazione del tenore di carbonio, del potere calorifico netto e del fattore di emissione di un lotto di combustibile è effettuata conformemente alle pratiche generalmente accettate in materia di campionamento rappresentativo. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività del tenore di carbonio, dei poteri calorifici e dei fattori di emissione ricavati, nonché l’assenza di errori sistematici.

Il fattore di emissione è utilizzato unicamente per il lotto di combustibile di cui è destinato ad essere rappresentativo.

La documentazione completa relativa alle procedure usate dal laboratorio per la determinazione del fattore di emissione e l’insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

10.2 Determinazione dei fattori di ossidazione specifici alle singole attività

La procedura specifica per la determinazione del fattore di ossidazione specifico all’attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un tipo specifico di combustibile e per l’impianto, è definita d’accordo con l’autorità competente prima dell’inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per la determinazione dei fattori di ossidazione specifici alle singole attività (ad es. per mezzo del tenore di carbonio della fuliggine, delle ceneri, degli effluenti e di altri rifiuti o sottoprodotti) si basano sulle norme CEN pertinenti non appena queste sono disponibili. Se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori pratiche del settore.

La determinazione del fattore di ossidazione o dei dati sottostanti è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 (“Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura”).

La determinazione dei fattori di ossidazione specifici alle singole attività a partire da lotti di materiale è effettuata conformemente alle pratiche generalmente accettate in materia di campionamenti rappresentativi. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività dei fattori di ossidazione ricavati, nonché l’assenza di errori sistematici.

La documentazione completa relativa alle procedure usate dall'organizzazione per la determinazione del fattore di ossidazione e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

10.3 Determinazione dei fattori di emissione relativi ai processi e dei dati sulla composizione

La procedura specifica per la determinazione del fattore di emissione specifico all'attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un materiale specifico, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento e la determinazione della composizione di un materiale o per l'individuazione di un fattore di emissione relativo a un processo si basano sulle norme CEN pertinenti non appena queste sono disponibili. Se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori pratiche del settore.

La determinazione della composizione o del fattore di emissione è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 ("Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura").

La determinazione dei fattori di emissione relativi ai processi e dei dati sulla composizione per lotti di materiale è effettuata conformemente alle pratiche generalmente accettate in materia di campionamenti rappresentativi. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività dei fattori di emissione o dei dati sulla composizione ricavati, nonché l'assenza di errori sistematici.

I valori ottenuti con queste procedure sono utilizzati unicamente per il lotto di materiale di cui sono destinati ad essere rappresentativi.

La documentazione completa delle procedure usate dall'organizzazione per la determinazione del fattore di emissione o dei dati sulla composizione e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

10.4 Determinazione di una frazione di biomassa

Ai fini delle presenti linee guida, per "frazione di biomassa" si intende la percentuale in massa del carbonio combustibile da biomassa (secondo la definizione di biomassa di cui ai punti 2 e 9 del presente allegato) rispetto alla massa totale di carbonio di una miscela combustibile.

La procedura specifica per la determinazione della frazione di biomassa di un tipo specifico di combustibile, compresa la procedura di campionamento, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento del combustibile e la determinazione della frazione di biomassa si basano sulle norme CEN pertinenti non appena queste sono disponibili. Se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove

possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori pratiche del settore¹².

Per la determinazione della frazione di biomassa di un combustibile si possono applicare vari metodi, che vanno dalla cernita manuale dei componenti da cui sono formati i materiali misti a metodi differenziali per la determinazione del calore di combustione di una miscela binaria e dei suoi due componenti puri o a un'analisi isotopica del carbonio 14, a seconda della natura specifica della miscela combustibile in esame.

La determinazione della frazione di biomassa è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 (“Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura”).

La determinazione della frazione di biomassa in lotti di materiali è effettuata conformemente alle pratiche generalmente accettate in materia di campionamenti rappresentativi. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività dei valori ricavati, nonché l'assenza di errori sistematici.

I valori ottenuti sono utilizzati unicamente per il lotto di materiale di cui sono destinati ad essere rappresentativi.

La documentazione completa relativa alle procedure usate dal laboratorio per la determinazione della frazione di biomassa e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

Se la determinazione della frazione di biomassa di un combustibile misto non è tecnicamente realizzabile o comporta costi eccessivi, il gestore assume una quota di biomassa pari a 0% (vale a dire un'origine totalmente fossile di tutto il carbonio contenuto nel combustibile specifico), ovvero propone un metodo di stima che sottopone all'approvazione dell'autorità competente.

¹² Ne è un esempio la norma olandese BRL-K 10016 (“The share of biomass in secondary fuels”) emanata dal KIWA.

11. Formato delle comunicazioni

La comunicazione delle emissioni è effettuata in base alle tabelle seguenti, che possono essere adattate al numero di attività e al tipo di impianto, combustibili e processi sottoposti a monitoraggio.

11.1. Identificazione dell'impianto

Identificazione dell'impianto	Risposta
1. Denominazione della società capogruppo	
2. Denominazione della consociata	
3. Gestore dell'impianto	
4. Impianto:	
4.1 Denominazione	
4.2 Numero dell'autorizzazione ¹³	
4.3 È prevista la presentazione di relazioni nel quadro dell'EPER?	Sì/no
4.4 Numero identificativo EPER ¹⁴	
4.5 Indirizzo/città dell'impianto	
4.6 Codice postale/paese	
4.7 Coordinate geografiche del sito	
5. Persona di contatto:	
5.1 Nome	
5.2 Indirizzo/città/codice postale/paese	
5.3 Telefono	
5.4 Fax	
5.5 email	
6. Anno di riferimento	
7. Tipo di attività di cui all'allegato I svolte nell'impianto ¹⁵	
Attività 1	
Attività 2	
Attività N	

¹³ Il numero identificativo è assegnato dall'autorità competente nel corso del processo di autorizzazione.

¹⁴ Da indicare solo se l'impianto è tenuto a presentare relazioni nel quadro dell'EPER e se l'autorizzazione dell'impianto non riguarda più di una attività contemplata dall'EPER. Questo dato non è obbligatorio ed è usato per identificare l'impianto meglio di quanto sia consentito dalla denominazione e dall'indirizzo.

¹⁵ Ad es. "Raffinerie di petrolio".

11.2. Quadro generale delle attività ed emissioni di un impianto

Emissioni provenienti da attività di cui all'allegato I						
Categorie	Categoria CRF IPCC ¹⁶	Codice IPPC della categoria EPER	Approccio usato? Calcolo/misura	Incertezza (approccio basato sulla misura) ¹⁷	Modifica livelli? Sì/No	Emissioni t/CO ₂
Attività						
Attività 1						
Attività 2						
Attività N						
Totale						

Voci per memoria					
	CO ₂ trasferito		Biomassa utilizzata per la combustione	Biomassa utilizzata nei processi	Emissioni da biomassa ¹⁸
	Quantità trasferita	Materiale trasferito			
Unità	[tCO ₂]		[TJ]	[t o m ³]	[tCO ₂]
Attività 1					
Attività 2					
Attività N					

¹⁶ Ad es. "1. Processi industriali, A Prodotti minerali, 1. Produzione di calce viva".

¹⁷ Da indicare solo se le emissioni sono state determinate usando l'approccio basato sulla misura.

¹⁸ Da indicare solo se le emissioni sono state determinate usando l'approccio basato sulla misura.

11.3. Emissioni di combustione (calcolo)

Attività N				
Tipo di attività di cui all'allegato I:				
Descrizione dell'attività:				
Combustibili fossili				
Combustibile 1				
Combustibile fossile				
Tipo di combustibile:				
		Unità	Dati	Livello applicato
	Dati relativi all'attività	t o m ³		
		TJ		
	Fattore di emissione	tCO ₂ / TJ		
	Fattore di ossidazione	%		
	Emissioni totali	tCO ₂		
Combustibile N				
Combustibile fossile				
Tipo di combustibile:				
		Unità	Dati	Livello applicato
	Dati relativi all'attività	t o m ³		
		TJ		
	Fattore di emissione	tCO ₂ / TJ		
	Fattore di ossidazione	%		
	Emissioni totali	tCO ₂		
Biomassa e combustibili misti				
Combustibile M				
Biomassa/combustibili misti				
Tipo di combustibile:				
Frazione di biomassa (0-100% del contenuto di carbonio):				
		Unità	Dati	Livello applicato
	Dati relativi all'attività	t o m ³		
		TJ		
	Fattore di emissione	tCO ₂ / TJ		
	Fattore di ossidazione	%		
	Emissioni totali	tCO ₂		
Totale attività				
Emissioni totali (tCO₂)¹⁹				
Biomassa totale utilizzata (TJ)²⁰				

¹⁹ Somma delle emissioni provenienti dai combustibili fossili e dalla frazione fossile dei combustibili misti.

²⁰ Contenuto di energia della biomassa pura e della frazione di biomassa dei combustibili misti.

11.4. Emissioni di processo (calcolo)

Attività N				
Tipo di attività di cui all'allegato I:				
Descrizione dell'attività:				
Processi che utilizzano materiale in entrata solo fossile				
Processo 1				
Tipo di processo:				
Descrizione dei dati relativi all'attività:				
Metodo di calcolo applicato (solo se specificato nelle linee guida):				
		Unità	Dati	Livello applicato
	Dati relativi all'attività	t o m ³		
	Fattore di emissione	tCO ₂ / t o tCO ₂ /m ³		
	Fattore di conversione	%		
	Emissioni totali	tCO ₂		
Processo N				
Tipo di processo:				
Descrizione dei dati relativi all'attività				
Metodo di calcolo applicato (solo se specificato nelle linee guida):				
		Unità	Dati	Livello applicato
	Dati relativi all'attività	t o m ³		
	Fattore di emissione	tCO ₂ / t o tCO ₂ /m ³		
	Fattore di conversione	%		
	Emissioni totali	tCO ₂		
Processi che utilizzano biomassa/materiale in entrata misto				
Processo M				
Descrizione del processo:				
Descrizione del materiale in entrata:				
Frazione di biomassa (% del contenuto di carbonio):				
Metodo di calcolo applicato (solo se specificato nelle linee guida):				
		Unità	Dati	Livello applicato
	Dati relativi all'attività	t o m ³		
	Fattore di emissione	tCO ₂ / t o tCO ₂ /m ³		
	Fattore di conversione	%		
	Emissioni totali	tCO ₂		
Totale attività				
Emissioni totali (tCO ₂)				
Biomassa totale utilizzata (t o m ³)				

12. Categorie utilizzate per la comunicazione delle emissioni

Ai fini della comunicazione delle emissioni si utilizzano le categorie stabilite nel formato per la presentazione delle relazioni IPCC e il codice IPCC di cui all'allegato A3 della decisione relativa all'EPER (cfr. punto 12.2 del presente allegato). Di seguito sono riportate le categorie specifiche di entrambi i formati. Se un'attività può essere classificata in due o più categorie, la categoria di assegnazione viene scelta in base allo scopo principale dell'attività.

12.1. Formato per la presentazione delle relazioni IPCC

La tabella seguente è tratta dal capitolo riguardante il formato comune per trasmissione delle relazioni (Common Reporting Format - CRF)²¹ degli orientamenti UNFCCC per la presentazione delle relazioni sugli inventari annuali. Nel CRF le emissioni sono classificate in sette grandi categorie:

- energia;
- processi industriali;
- uso di solventi e di altri prodotti;
- agricoltura;
- cambiamento nella destinazione d'uso dei terreni e silvicoltura;
- rifiuti;
- altro.

Di seguito sono riportate le categorie 1, 2 e 6 della tabella, con le relative sottocategorie.

1. RELAZIONE SETTORIALE PER L'ENERGIA
A. Attività di combustione di carburanti (approccio settoriale)
1. Settore energetico
a. Produzione pubblica di elettricità e calore
b. Raffinazione di petrolio
c. Produzione di combustibili solidi e altre industrie dell'energia
2. Industrie manifatturiere ed edili
a. Ferro e acciaio
b. Metalli non ferrosi
c. Sostanze chimiche
d. Pasta-carta, carta e stampa
e. Trasformazione alimentare, bevande e tabacco
f. Altro (<i>specificare</i>)
4. Altri settori
a. Commerciale/istituzionale
b. Residenziale
c. Agricoltura/silvicoltura/pesca

²¹ UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

5. Altro (specificare)⁽¹⁾
a. Fisso
b. Mobile
B. Emissioni fuoriuscite da combustibili
1. Combustibili solidi
a. Estrazione di carbone
b. Trasformazione di combustibili solidi
c. Altro (specificare)
2. Petrolio e gas naturale
a. Petrolio
b. Gas naturale
c. Rilascio in atmosfera (venting) e combustione in torcia
Rilascio in atmosfera
Combustione in torcia
d. Altro (specificare)
2. RELAZIONE SETTORIALE PER I PROCESSI INDUSTRIALI
A. Prodotti minerali
1. Produzione di cemento
2. Produzione di calce viva
3. Uso di calcare e dolomite
4. Produzione e uso di soda
5. Asfaltatura di coperture
6. Asfaltatura di strade
7. Altro (specificare)
B. Industria chimica
1. Produzione di ammoniaca
2. Produzione di acido nitrico
3. Produzione di acido adipico
4. Produzione di carburi
5. Altro (specificare)
C. Metallurgia
1. Produzione di ferro e acciaio
2. Produzione di ferroleghie
3. Produzione di alluminio
4. SF ₆ usato in fonderie di alluminio e magnesio
5. Altro (specificare)
Voci per memoria
Emissioni di CO ₂ da biomassa

12.2 Codici delle categorie di fonti IPPC indicati nella decisione EPER

La tabella seguente è un estratto dell'allegato A3 della decisione 2000/479/CE della Commissione, del 17 luglio 2000, in merito all'attuazione del Registro europeo delle emissioni inquinanti (EPER) ai sensi dell'articolo 15 della direttiva 96/61/CE del Consiglio sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (IPPC)²².

Estratto dell'allegato A3 della decisione EPER	
1.	Attività energetiche
1.1.	Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 50 MW
1.2.	Raffinerie di petrolio e di gas
1.3.	Cokerie
1.4.	Impianti di gassificazione e liquefazione del carbone
2	Produzione e trasformazione dei metalli
2.1./2.2./2.3./ 2.4./2.5./2.6.	Industria metallurgica e impianti di arrostimento o sinterizzazione di minerali metallici; impianti destinati alla produzione di metalli ferrosi e non ferrosi
3.	Industria dei prodotti minerali
3.1./3.3./3.4./ 3.5.	Impianti destinati alla produzione di clinker (cemento) (> 500 t/g), calce viva (> 50 t/g), vetro (> 20 t/g), sostanze minerali (> 20 t/g) o prodotti ceramici (> 75 t/g)
3.2.	Impianti destinati alla produzione di amianto e alla fabbricazione di prodotti dell'amianto
4.	Industria chimica e impianti chimici per la fabbricazione di:
4.1.	Prodotti chimici organici di base
4.2./4.3.	Prodotti chimici inorganici di base o fertilizzanti
4.4./4.6	Biocidi ed esplosivi
4.5.	Prodotti farmaceutici

²² GU L 192 del 28.7.2999, pag. 36.

5.	Gestione dei rifiuti
5.1./5.2.	Impianti per l'eliminazione o il recupero di rifiuti pericolosi (> 10 t/g) o di rifiuti urbani (> 3 t/h)
5.3./5.4.	Impianti per l'eliminazione di rifiuti non pericolosi (> 50 t/g) e discariche (> 10 t/g)
6.	Altre attività dell'allegato I
6.1.	Impianti industriali destinati alla fabbricazione di pasta per carta a partire dal legno o da altre materie fibrose e di carta o cartoni (> 20 t/g)
6.2.	Impianti per il pretrattamento di fibre o tessili (> 10 t/g)
6.3.	Impianti per la concia delle pelli (> 12 t/g)
6.4.	Macelli (> 50 t/g), impianti di trattamento e trasformazione del latte (> 200 t/g), altre materie prime animali (> 75 t/g) o materie prime vegetali (> 300 t/g)
6.5.	Impianti per l'eliminazione o il recupero di carcasse di animali e di residui di animali (> 10 t/g)
6.6.	Impianti per l'allevamento intensivo di pollame (> 40 000), di suini (> 2 000) o di scrofe (> 750)
6.7.	Impianti per il trattamento di superficie di prodotti utilizzando solventi organici (> 200 t/a)
6.8.	Impianti per la fabbricazione di carbonio o grafite

Allegato II: linee guida relative alle emissioni di combustione provenienti dalle attività figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Le linee guida specifiche contenute nel presente allegato si applicano al monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra provenienti dagli impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione superiore a 20 MW (eccetto gli impianti per rifiuti pericolosi o urbani), quali indicati nell'allegato I della direttiva, nonché al monitoraggio delle emissioni di combustione provenienti dalle altre attività elencate nell'allegato I della direttiva, ove a queste si faccia riferimento negli allegati da III a XI delle presenti linee guida.

Il monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra provenienti da processi di combustione riguarda le emissioni prodotte dalla combustione di tutti i combustibili presso l'impianto, nonché le emissioni provenienti da processi di lavaggio (scrubbing) realizzati ad esempio per l'abbattimento dell'SO₂. Le emissioni dei motori a combustione interna utilizzati per il trasporto non sono fatte oggetto di monitoraggio e comunicazione. Tutte le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla combustione di combustibili presso l'impianto sono assegnate all'impianto, indipendentemente dalle esportazioni di calore o elettricità verso altri impianti. Le emissioni associate alla produzione di calore o elettricità importati da altri impianti non sono assegnate all'impianto importatore.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Le fonti di emissioni di CO₂ connesse agli impianti e ai processi di combustione comprendono:

- caldaie
- bruciatori
- turbine
- riscaldatori
- fornaci
- inceneritori
- stufe
- forni
- essiccatoi
- motori
- torce
- torri di lavaggio (emissioni di processo)

- ogni altro apparecchio o macchina che utilizza combustibile, esclusi gli apparecchi o le macchine muniti di motori a combustione utilizzati per il trasporto.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

2.1.1 Emissioni di combustione

2.1.1.1 Attività generali di combustione

Le emissioni di CO₂ provenienti da fonti di combustione si calcolano moltiplicando il contenuto di energia di ciascun combustibile utilizzato per un fattore di emissione e un fattore di ossidazione. Per ciascun combustibile, si esegue il calcolo seguente per ciascuna attività:

$$\text{Emissioni di CO}_2 = \text{Dati attività} * \text{Fattore di emissione} * \text{Fattore di ossidazione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

I dati relativi all'attività sono espressi come contenuto netto di energia del combustibile consumato [TJ] durante il periodo di riferimento. Per calcolare il contenuto di energia del consumo di combustibile si utilizza la formula seguente:

$$\text{Contenuto di energia del consumo di combustibile [TJ]} = \text{combustibile consumato [t o m}^3\text{]} * \text{potere calorifico netto del combustibile [TJ/t o TJ/m}^3\text{]}^{23}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a1) Combustibile consumato

Livello 1

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5$ % per il processo di misura.

Livello 2a

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0$ % per il processo di misura.

Livello 2b

Si misurano gli acquisti di combustibile utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 4,5$ % per il processo di misura. Il consumo di combustibile si calcola usando un approccio fondato sul bilancio di massa sulla base della quantità di

²³ Se si utilizzano unità di volume, il gestore prende in considerazione l'eventuale necessità di effettuare una conversione per tenere conto delle differenze di pressione e temperatura del dispositivo di misura e delle condizioni standard per le quali è stato ricavato il potere calorifico netto per il tipo specifico di combustibile.

combustibile acquistata e della variazione delle scorte nell'arco del periodo di tempo considerato per mezzo della formula seguente:

$$\text{Combustibile C} = \text{Combustibile P} + (\text{Combustibile S} - \text{Combustibile E}) - \text{Combustibile O}$$

dove:

- Combustibile C: combustibile bruciato durante il periodo di riferimento
- Combustibile P: combustibile acquistato durante il periodo di riferimento
- Combustibile S: scorte di combustibile all'inizio del periodo di riferimento
- Combustibile E: scorte di combustibile al termine del periodo di riferimento
- Combustibile O: combustibile usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto)

Livello 3a

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5$ % per il processo di misura.

Livello 3b

Si misurano gli acquisti di combustibile utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,0$ % per il processo di misura. Il consumo di combustibile si calcola usando un approccio fondato sul bilancio di massa sulla base della quantità di combustibile acquistata e della variazione delle scorte nell'arco del periodo di tempo considerato per mezzo della formula seguente:

$$\text{Combustibile C} = \text{Combustibile P} + (\text{Combustibile S} - \text{Combustibile E}) - \text{Combustibile O}$$

dove:

- Combustibile C: combustibile bruciato durante il periodo di riferimento
- Combustibile P: combustibile acquistato durante il periodo di riferimento
- Combustibile S: scorte di combustibile all'inizio del periodo di riferimento
- Combustibile E: scorte di combustibile al termine del periodo di riferimento
- Combustibile O: combustibile usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto)

Livello 4a

Si misura il consumo di combustibile senza stoccaggio intermedio prima della combustione nell'impianto utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,5$ % per il processo di misura.

Livello 4b

Si misurano gli acquisti di combustibile utilizzando dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0$ % per il processo di misura. Il consumo di combustibile si calcola usando un approccio fondato sul bilancio di massa sulla base della quantità di combustibile acquistata e della variazione delle scorte nell'arco del periodo di tempo considerato per mezzo della formula seguente:

$$\text{Combustibile C} = \text{Combustibile P} + (\text{Combustibile S} - \text{Combustibile E}) - \text{Combustibile O}$$

dove:

Combustibile C: combustibile bruciato durante il periodo di riferimento
Combustibile P: combustibile acquistato durante il periodo di riferimento
Combustibile S: scorte di combustibile all'inizio del periodo di riferimento
Combustibile E: scorte di combustibile al termine del periodo di riferimento
Combustibile O: combustibile usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto)

È bene notare che tipi diversi di combustibile comportano incertezze ammissibili significativamente diverse per il processo di misura; la misura dei combustibili gassosi e liquidi di norma è più accurata della misura dei combustibili solidi. Tuttavia, in tutte le classi vi sono numerose eccezioni che dipendono dal tipo e dalle proprietà del combustibile, dal mezzo di consegna – nave, ferrovia, autocarro, nastro trasportatore, pipeline – e dalla situazione specifica dell'impianto, e che impediscono una semplice attribuzione dei combustibili a livelli specifici.

a2) Potere calorifico netto

Livello 1

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il suo paese indicati per i vari combustibili nell'appendice 2.1 A.3 "1990 country specific net calorific values" del documento "Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories", pubblicato dall'IPCC nel 2000 (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

Livello 2

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il suo paese indicati per i vari combustibili nell'ultimo inventario nazionale trasmesso dal suo Stato membro al segretariato della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

Livello 3

Il potere calorifico netto rappresentativo di ciascun lotto di combustibile in un impianto è misurato dal gestore, da un laboratorio incaricato con contratto o dal fornitore del combustibile conformemente alle disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Per ciascun combustibile si utilizzano i fattori di riferimento indicati al punto 8 dell'allegato I.

Livello 2a

Il gestore applica i fattori di emissione specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

Livello 2b

Il gestore ricava i fattori di emissione per ciascun lotto di combustibile sulla base di uno dei seguenti proxies (indicatori surrogati) riconosciuti:

- misura della densità di oli o gas specifici di comune utilizzo ad esempio alla raffineria o nell'industria dell'acciaio, e
- potere calorifico netto per tipi specifici di carbone,

Tali proxies vengono utilizzati unitamente a una correlazione empirica determinata da un laboratorio esterno secondo le disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I. Il gestore si accerta che la correlazione soddisfi i criteri di buona pratica tecnica e che venga applicata solo ai valori del proxy che rientrano nell'intervallo per il quale è stata stabilita.

Livello 3

I fattori di emissione specifici all'attività rappresentativi di un lotto sono determinati dal gestore, da un laboratorio esterno o dal fornitore del combustibile conformemente alle disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I.

c) Fattore di ossidazione

Livello 1

Si assume un valore di ossidazione / riferimento pari a 0,99 (che corrisponde alla trasformazione del 99% del carbonio in CO₂) per tutti i combustibili solidi, e a 0,995 per tutti gli altri combustibili.

Livello 2

Per i combustibili solidi, il gestore ricava fattori specifici all'attività sulla base del tenore di carbonio delle ceneri, degli effluenti e degli altri rifiuti e sottoprodotti, nonché delle altre emissioni di carbonio non completamente ossidate, conformemente alle disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I.

2.1.1.2 Torce

Le emissioni provenienti dalle torce comprendono le emissioni prodotte dalla combustione in torcia effettuata di routine e per esigenze operative (disinnesti, avviamenti e fermate), nonché gli sfiati di emergenza.

Le emissioni di CO₂ sono calcolate in base alla quantità di gas bruciato in torcia [m³] e al tenore di carbonio del gas bruciato in torcia [t CO₂/ m³] (compreso l'eventuale carbonio inorganico).

Emissioni di CO₂ = dati attività * fattore di emissione * fattore di ossidazione

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità di gas bruciato in torcia [m³] durante il periodo di riferimento, determinata mediante misurazione volumetrica con un errore massimo ammissibile di ±12,5% per il processo di misura.

Livello 2

Quantità di gas bruciato in torcia [m³] durante il periodo di riferimento, determinata mediante misurazione volumetrica con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 7,5\%$ per il processo di misura.

Livello 3

Quantità di gas bruciato in torcia [m³] durante il periodo di riferimento, determinata mediante misurazione volumetrica con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Si usa un fattore di emissione di riferimento pari a 0,00785 t CO₂/ m³ (in condizioni normali), ricavato dalla combustione di butano puro, scelto prudenzialmente come proxy dei gas bruciati in torcia.

Livello 2

Fattore di emissione [t CO₂/m³_{gas bruciato in torcia}] calcolato in base al tenore di carbonio del gas bruciato in torcia secondo quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

c) Fattore di ossidazione

Livello 1

Coefficiente di ossidazione: 0,995.

2.1.2 Emissioni di processo

Le emissioni di processo di CO₂ provenienti dall'uso di carbonato per l'abbattimento dell'SO₂ contenuto nel flusso di effluenti gassosi si calcolano in base al carbonato acquistato (livello 1a) o al gesso prodotto (livello 1b). I due metodi sono equivalenti. Il calcolo si effettua utilizzando la formula seguente:

emissioni di CO₂ [t] = dati attività * fattore di emissione * fattore di conversione

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

Metodo di calcolo A: carbonato

Il calcolo delle emissioni si basa sulla quantità di carbonato utilizzata.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

[t] annue di carbonato anidro come elemento in entrata al processo, misurate dal gestore o fornitore con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5\%$ per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Si usano rapporti stechiometrici relativi alla conversione dei carbonati [t CO₂/t carbonato anidro], indicati nella tabella 1. Tali valori vanno aggiustati in funzione del tenore di umidità e del contenuto di ganga del materiale carbonatico utilizzato.

Tabella 1: fattori di emissione stechiometrici

Carbonato	Fattore di emissione [t CO ₂ /t carbonato di Ca, Mg o altro carbonato]	Note
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
generale: X _Y (CO ₃) _Z	Fattore di emissione = $[M_{CO_2}] / \{ Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}] \}$	X = metallo alcalino-terroso o alcalino M _x = peso molecolare di X in [g/mol] M _{CO₂} = peso molecolare del CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = peso molecolare del CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = coefficiente stechiometrico di X = 1 (per i metalli alcalino-terrosi) = 2 (per i metalli alcalini) Z = coefficiente stechiometrico del CO ₃ ²⁻ = 1

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

Metodo di calcolo B: gesso

Il calcolo delle emissioni si basa sulla quantità di gesso prodotta.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

[t] annue di gesso anidro (CaSO₄ · 2H₂O) come elemento in uscita dal processo, misurate dal gestore o dal trasformatore del gesso con un'incertezza massima ammissibile inferiore a ±7,5% per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Rapporto stechiometrico tra gesso disidratato ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) e CO_2 nel processo: 0,2558 t CO_2 / t gesso.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2.2 Misura delle emissioni di CO_2

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO_2

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO_2 potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato III: linee guida specifiche per le raffinerie di petrolio, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini

Il monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra provenienti da un impianto riguarda tutte le emissioni prodotte dai processi di combustione e produzione svolti nelle raffinerie. Le emissioni provenienti da processi svolti in impianti contigui dell'industria chimica non indicati nell'allegato I della direttiva e non facenti parte della catena produttiva della raffinazione non sono prese in considerazione.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Le fonti potenziali di emissioni di CO₂ comprendono:

a) combustione per scopi energetici:

- caldaie
- riscaldatori di processo / dispositivi di trattamento
- motori a combustione interna / turbine
- ossidatori catalitici e termici
- forni per la calcinazione di coke
- pompe antincendio
- generatori di emergenza/di riserva
- torce
- inceneritori
- cracker

b) processi:

- impianti per la produzione di idrogeno
- rigenerazione di catalizzatori (nel cracking catalitico e in altri processi catalitici)
- apparecchiature per il coking (coking flessibile, coking ritardato).

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

Il gestore può calcolare le emissioni:

a) per ogni tipo di combustibile e ogni processo dell'impianto, oppure

b) usando l'approccio basato sul bilancio di massa, se può dimostrare che per l'impianto considerato nel suo complesso tale approccio è più accurato del calcolo eseguito per ciascun tipo di combustibile o processo, oppure

c) usando l'approccio basato sul bilancio di massa per un sottoinsieme preciso di tipi di combustibili o di processi, e singoli calcoli per i tipi di combustibili e processi rimanenti dell'impianto, se può dimostrare che per l'impianto considerato nel suo complesso tale approccio è più accurato del calcolo eseguito per ciascun tipo di combustibile o processo.

2.1.1 Approccio basato sul bilancio di massa

Con l'approccio basato sul bilancio di massa si analizza tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, negli accumuli, nei prodotti e nelle esportazioni per calcolare le emissioni di gas a effetto serra dell'impianto per mezzo dell'equazione seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{elementi in entrata} - \text{prodotti} - \text{esportazione} - \text{variazioni degli stock}) * \text{fattore di conversione CO}_2\text{/C}$$

dove:

- **elementi in entrata [tC]:** tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto;
- **prodotti [tC]:** tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali, compresi i sottoprodotti, che esce dai confini del bilancio di massa;
- **esportazione [tC]:** il carbonio esportato fuori dai confini del bilancio di massa, ad es. scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite. Nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera;
- **variazioni degli stock [tC]:** aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo, quindi, risulta il seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} =$$

$$(\sum (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{entrata}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{prodotti}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{esportazione}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{variazioni scorte}})) * 3,664$$

I termini della formula sono descritti di seguito.

Dati relativi all'attività

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte.

Livello 1

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5\%$ per il processo di misura. Per tutti gli

altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0\%$ per il processo di misura. Per tutti gli altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 3

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 4

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0\%$ per il processo di misura.

Tenore di carbonio

Livello 1

Nel calcolo del bilancio di massa, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

Contenuto di energia

Livello 1

Per garantire la coerenza dei dati comunicati, per ogni flusso di combustibile e materiale si calcola il contenuto di energia (espresso in termini di potere calorifico netto del flusso).

2.1.2 Emissioni di combustione

Le emissioni di combustione sono fatte oggetto di monitoraggio conformemente a quanto disposto nell'allegato II.

2.1.3 Emissioni di processo

Tra i processi specifici che danno luogo a emissioni di CO₂ sono compresi i processi seguenti.

1. Rigenerazione di cracker catalitici e rigenerazione di altri catalizzatori

Il coke depositato sul catalizzatore come sottoprodotto del processo di cracking viene bruciato nel rigeneratore per riattivare il catalizzatore. Anche altri processi di raffinazione, ad esempio il reforming catalitico, utilizzano un catalizzatore che deve essere rigenerato.

La quantità di CO₂ emessa in questo processo è calcolata come indicato nell'allegato II, utilizzando la quantità di coke bruciata come dati relativi all'attività e il tenore di carbonio come base per il calcolo del fattore di emissione.

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità di coke [t] depositato sul catalizzatore bruciata durante il periodo di riferimento, ricavata in base alle linee guida sulle migliori pratiche del settore per il processo specifico.

Livello 2

Quantità di coke [t] depositato sul catalizzatore bruciata durante il periodo di riferimento, calcolata in base al bilancio di calore e di materiale relativo all'impianto di cracking catalitico.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Fattore di emissione specifico all'attività [t CO₂/t coke] basato sul tenore di carbonio del coke, ricavato conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2. Impianti di coking

I rilasci in atmosfera di CO₂ provenienti dai bruciatori per il coke degli impianti di coking fluido e flessibile sono calcolati nel modo seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati attività} * \text{fattore di emissione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità di coke [t] prodotta durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 5,0\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Quantità di coke [t] prodotta durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Fattore di emissione specifico [t CO₂/t coke] ricavato in base alle linee guida sulle migliori pratiche del settore per il processo specifico.

Livello 2

Fattore di emissione specifico [t CO₂/t coke] ricavato in base al tenore di CO₂ misurato nei gas emessi conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

3. Produzione di idrogeno mediante raffinazione

Le emissioni di CO₂ sono riconducibili al carbonio contenuto nel gas utilizzato come carica di processo. Le emissioni di CO₂ sono quindi calcolate in base agli elementi in entrata.

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{fattore di emissione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità di idrocarburi usati come carica [t carica] durante il periodo di riferimento, determinata mediante misurazione volumetrica con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 7,5\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Quantità di idrocarburi usati come carica [t carica] durante il periodo di riferimento, determinata mediante misurazione volumetrica con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Uso di un valore di riferimento pari a 2,9 t CO₂ per t di carica trattata, basato prudenzialmente sull'etano.

Livello 2

Uso di un fattore di emissione specifico all'attività [CO_2/t carica] calcolato in base al tenore di carbonio del gas utilizzato come carica, determinato conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

2.2 Misura delle emissioni di CO_2

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO_2

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO_2 potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato IV: linee guida specifiche per le cokerie, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Le cokerie possono far parte di un'acciaieria ed essere direttamente collegate, sotto il profilo tecnico, a impianti di sinterizzazione e impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua: questo determina un intenso scambio di energia e materiali (ad esempio gas di altoforno, gas di cokeria, coke) nel normale esercizio. Se l'autorizzazione dell'impianto di cui agli articoli 4, 5 e 6 della direttiva riguarda tutta l'acciaieria e non solo la cokeria, il monitoraggio delle emissioni di CO₂ può anche essere effettuato per l'acciaieria integrata nel suo complesso ricorrendo all'approccio basato sul bilancio di massa precisato al punto 2.1.1 del presente allegato.

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Nelle cokerie, le emissioni di CO₂ hanno origine dalle fonti seguenti:

- materie prime (carbon coke o coke di petrolio)
- combustibili convenzionali (ad es. gas naturale)
- gas di processo (ad es. gas di altoforno)
- altri combustibili
- lavaggio degli effluenti gassosi.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

Se la cokeria fa parte di un'acciaieria integrata, il gestore può calcolare le emissioni:

- a) per l'acciaieria integrata nel suo complesso, usando l'approccio basato sul bilancio di massa, oppure
- b) per la cokeria considerata come singola attività dell'acciaieria integrata.

2.1.1 Approccio basato sul bilancio di massa

Con l'approccio basato sul bilancio di massa si analizza tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, negli accumuli, nei prodotti e nelle esportazioni per calcolare le emissioni di gas a effetto serra dell'impianto utilizzando l'equazione seguente:

emissioni di CO₂ [t CO₂] = (elementi in entrata - prodotti - esportazione - variazioni degli stock) * fattore di conversione CO₂/C

dove:

- **elementi in entrata [tC]:** tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto;

- **prodotti [tC]:** tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali (compresi i sottoprodotti) che esce dai confini del bilancio di massa;
- **esportazione [tC]:** il carbonio esportato fuori dai confini del bilancio di massa, ad es. scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite. Nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera;
- **variazioni degli stock [tC]:** aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo, quindi, risulta il seguente:

emissioni di CO₂ [t CO₂] =

$$(\sum (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{entrata}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{prodotti}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{esportazione}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{variazioni scorte}})) * 3,664$$

I termini della formula sono descritti di seguito.

a) Dati relativi all'attività

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte.

Livello 1

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5\%$ per il processo di misura. Per tutti gli altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0\%$ per il processo di misura. Per tutti gli altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 3

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 4

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0\%$ per il processo di misura.

b) Tenore di carbonio

Livello 1

Nel calcolo del bilancio di massa, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

c) Contenuto di energia

Livello 1

Per garantire la coerenza dei dati comunicati, per ogni flusso di combustibile e materiale si calcola il contenuto di energia (espresso in termini di potere calorifico netto del flusso).

2.1.2 Emissioni di combustione

I processi di combustione realizzati nelle cokerie in cui i combustibili (ad es. coke, carbone e gas naturale) non sono usati come agenti riducenti o non hanno origine da reazioni metallurgiche sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2.1.3 Emissioni di processo

Durante la carbonizzazione nelle camere del coke, il carbone viene convertito, fuori dal contatto con l'aria, in coke e gas di cokeria grezzo. Il principale flusso/materiale in entrata contenente carbonio è il carbone, ma può essere anche il polverino di coke, il coke di petrolio, il petrolio o un gas di processo come il gas di altoforno. Il gas di cokeria grezzo, che fa parte degli elementi in uscita dal processo, contiene molti componenti in cui è presente carbonio, tra cui biossido di carbonio (CO_2), monossido di carbonio (CO), metano (CH_4), idrocarburi (C_xH_y).

Le emissioni totali di CO_2 delle cokerie si calcolano con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{dati attività}_{\text{ENTRATA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{ENTRATA}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{USCITA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{USCITA}})$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

I "dati attività_{ENTRATA}" possono riferirsi a carbone usato come materia prima, polverino di coke, coke di petrolio, petrolio, gas di altoforno, gas di cokeria e simili. I "dati attività_{USCITA}" possono riferirsi a coke, catrame, olio leggero, gas di cokeria e simili.

a1) Combustibile impiegato come elemento in entrata al processo

Livello 1

Per la determinazione del flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5$ % per il processo di misura.

Livello 2

Per la determinazione del flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0$ % per il processo di misura.

Livello 3

Per la determinazione del flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5$ % per il processo di misura.

Livello 4

Per la determinazione del flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0$ % per il processo di misura.

a2) Potere calorifico netto

Livello 1

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il suo paese indicati per i vari combustibili nell'appendice 2.1 A.3 "1990 country specific net calorific values" del documento "Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories", pubblicato dall'IPCC nel 2000 (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

Livello 2

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il suo paese indicati per i vari combustibili nell'ultimo inventario nazionale trasmesso dal suo Stato membro al segretario della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici utilizzando il formato comune per la trasmissione delle relazioni (CRF).

Livello 3

Il potere calorifico netto rappresentativo di ciascun lotto di combustibile in un impianto è misurato dal gestore, da un laboratorio incaricato con contratto o dal fornitore del combustibile conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Si utilizzano i fattori di riferimento indicati nella tabella seguente o nel punto 8 dell'allegato I.

Tabella 1: fattori di emissione per i gas di processo (compresa la componente CO₂ del combustibile)²⁴

fattore di emissione [t CO ₂ /TJ]		fonte dei dati
gas di cokeria	47,7	IPCC
gas di altoforno	241,8	IPCC

Livello 2

Si determinano fattori di emissione specifici conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

2.2 Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione dei gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

²⁴ I valori si basano sui fattori IPCC espressi in tC/TJ, moltiplicati per un fattore di conversione CO₂/C pari a 3,664.

Allegato V: linee guida specifiche per gli impianti di arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Gli impianti di arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici possono essere parte integrante di un'acciaieria ed essere direttamente collegati, sotto il profilo tecnico, a cokerie e impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua: questo determina un intenso scambio di energia e materiali (ad es. gas di altoforno, gas di cokeria, coke, calcare) nel normale esercizio. Se l'autorizzazione dell'impianto di cui agli articoli 4, 5 e 6 della direttiva riguarda tutta l'acciaieria e non solo l'impianto di arrostimento o sinterizzazione, il monitoraggio delle emissioni di CO₂ può anche essere effettuato per l'acciaieria integrata nel suo complesso. In questo caso, si può utilizzare l'approccio basato sul bilancio di massa (cfr. punto 2.1.1 del presente allegato).

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Negli impianti di arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici, le emissioni di CO₂ hanno origine dalle fonti seguenti:

- materie prime (calcinazione di calcare e dolomite)
- combustibili convenzionali (gas naturale e coke/coke minuto)
- gas di processo (ad es. gas di cokeria e gas di altoforno)
- residui di processo usati come materiale in entrata, compresa la polvere captata dai filtri dell'impianto di sinterizzazione, del convertitore e dell'altoforno
- altri combustibili
- lavaggio degli effluenti gassosi.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

Il gestore può calcolare le emissioni utilizzando l'approccio basato sul bilancio di massa, oppure per ogni fonte dell'impianto.

2.1.1 Approccio basato sul bilancio di massa

Con l'approccio basato sul bilancio di massa si analizza tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, negli accumuli, nei prodotti e nelle esportazioni per calcolare le emissioni di gas a effetto serra dell'impianto usando l'equazione seguente:

emissioni di CO₂ [t CO₂] = (elementi in entrata - prodotti - esportazione - variazioni degli stock) * fattore di conversione CO₂/C

dove:

- **elementi in entrata [tC]:** tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto;
- **prodotti [tC]:** tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali (compresi i sottoprodotti) che esce dai confini del bilancio di massa;
- **esportazione [tC]:** il carbonio esportato fuori dai confini del bilancio di massa, ad es. scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite. Nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera;
- **variazioni degli stock [tC]:** aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo, quindi, risulta il seguente:

emissioni di CO₂ [t CO₂] =

$$(\sum (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{entrata}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{prodotti}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{esportazione}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{variazioni scorte}})) * 3,664$$

I termini della formula sono descritti di seguito.

a) Dati relativi all'attività

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte.

Livello 1

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5\%$ per il processo di misura. Per tutti gli altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0\%$ per il processo di misura. Per tutti gli altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 3

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 4

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0\%$ per il processo di misura.

b) Tenore di carbonio

Nel calcolo del bilancio di massa, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

c) Contenuto di energia

Per garantire la coerenza dei dati comunicati, per ogni flusso di combustibile e materiale si calcola il contenuto di energia (espresso in termini di potere calorifico netto del flusso).

2.1.2 Emissioni di combustione

I processi di combustione realizzati in impianti di arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente a quanto disposto nell'allegato II.

2.1.3 Emissioni di processo

Durante la calcinazione sulla griglia si ha rilascio di CO_2 dai materiali in entrata, vale a dire dalla miscela di materie prime (in genere dal carbonato di calcio) e dai residui di processo riutilizzati. Per ogni tipo di materiale utilizzato in entrata, la quantità di CO_2 si calcola nel modo seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \Sigma \{ \text{dati attività}_{\text{entrata processo}} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione} \}$$

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità [t] di carbonato [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} o $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] e di residui di processo utilizzati come materiali in entrata al processo, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Quantità [t] di carbonato [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} o $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] e di residui di processo utilizzati come materiali in entrata al processo, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Per i carbonati: si usano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 1 seguente.

Tabella 1: fattori di emissione stechiometrici

Fattore di emissione	
CaCO ₃	0,440 t CO ₂ /t CaCO ₃
MgCO ₃	0,522 t CO ₂ /t MgCO ₃

Questi valori vanno aggiustati in considerazione del tenore di umidità e del contenuto di ganga del materiale carbonatico utilizzato.

Per i residui di processo: si utilizzano fattori specifici all'attività, determinati conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

Livello 2

Fattori di conversione specifici all'attività ricavati conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I, determinando la quantità di carbonio contenuta nell'agglomerato ottenuto per sinterizzazione e nella polvere captata dai filtri. Se la polvere captata dai filtri è riutilizzata nel processo, la quantità di carbonio [t] in essa contenuta non viene presa in considerazione al fine di evitarne il doppio conteggio.

2.2 Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione dei gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato VI: linee guida specifiche per gli impianti di produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Le linee guida contenute nel presente allegato riguardano le emissioni provenienti da impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua. Si riferiscono alla produzione sia primaria (altoforno e forno ad ossigeno basico) che secondaria (forno elettrico ad arco) di acciaio.

Gli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, sono generalmente parte integrante di un'acciaiera e sono collegati, dal punto di vista tecnico, alle cokerie e agli impianti di sinterizzazione: questo determina un intenso scambio di energia e materiali (ad es. gas di altoforno, gas di cokeria, coke, calcare) nel normale esercizio. Se l'autorizzazione dell'impianto di cui agli articoli 4, 5 e 6 della direttiva riguarda tutta l'acciaiera e non solo l'altoforno, il monitoraggio delle emissioni di CO₂ può essere effettuato anche per l'acciaiera integrata nel suo complesso. In questi casi, si può utilizzare l'approccio basato sul bilancio di massa, illustrato al punto 2.1.1 del presente allegato.

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

3. Determinazione delle emissioni di CO₂

Negli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, le emissioni di CO₂ hanno origine dalle fonti seguenti:

- materie prime (calcinazione di calcare o dolomite)
- combustibili convenzionali (gas naturale e coke)
- agenti riducenti (coke, carbone, plastica, ecc.)
- gas di processo (gas di cokeria, gas di altoforno e gas di forno ad ossigeno basico)
- consumo degli elettrodi in grafite
- altri combustibili
- lavaggio degli effluenti gassosi.

3.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

Il gestore può calcolare le emissioni

- a) usando l'approccio basato sul bilancio di massa, oppure
- b) per ogni fonte dell'impianto.

2.1.1 Approccio basato sul bilancio di massa

Con l'approccio basato sul bilancio di massa si analizza tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, negli accumuli, nei prodotti e nelle esportazioni per calcolare le emissioni di gas a effetto serra dell'impianto usando l'equazione seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{elementi in entrata} - \text{prodotti} - \text{esportazione} - \text{variazioni degli stock}) * \text{fattore di conversione CO}_2\text{/C}$$

dove:

- **elementi in entrata [tC]:** tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto;
- **prodotti [tC]:** tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali (compresi i sottoprodotti) che esce dai confini del bilancio di massa;
- **esportazione [tC]:** il carbonio esportato fuori dai confini del bilancio di massa, ad es. scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite. Nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera.
- **variazioni degli stock [tC]:** aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo, quindi, risulta il seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} =$$

$$(\sum (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{entrata}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{prodotti}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{esportazione}}) - \sum (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore di carbonio}_{\text{variazioni scorte}})) * 3,664$$

I termini della formula sono descritti di seguito.

a) Dati relativi all'attività

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte.

Livello 1

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5\%$ per il processo di misura. Per tutti gli altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Per un sottoinsieme di combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0\%$ per il processo di misura. Per tutti gli

altri combustibili e materiali, la determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 3

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura.

Livello 4

La determinazione dei flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto è effettuata per mezzo di dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0\%$ per il processo di misura.

b) Tenore di carbonio

Livello 1

Nel calcolo del bilancio di massa, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 10 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

Contenuto di energia

Per garantire la coerenza dei dati comunicati, per ogni flusso di combustibile e materiale si calcola il contenuto di energia (espresso in termini di potere calorifico netto del flusso).

2.1.2 Emissioni di combustione

I processi di combustione che si realizzano in impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, in cui i combustibili (ad es. coke, carbone e gas naturale) non sono usati come agenti riducenti o non hanno origine da reazioni metallurgiche sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente alle disposizioni dell'allegato II.

2.1.3 Emissioni di processo

Gli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, sono normalmente caratterizzati da una serie di installazioni (ad es. altoforno, forno ad ossigeno basico, laminatoio a caldo), spesso collegate tecnicamente ad altri impianti (ad es. cokeria, impianto di sinterizzazione, centrale elettrica). In questi impianti vengono utilizzati vari combustibili come agenti riducenti. Di norma, questi impianti producono anche gas di processo di varia composizione, ad es. gas di cokeria, gas di altoforno, gas di forno ad ossigeno basico.

Le emissioni totali di CO₂ degli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, si calcolano con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{dati attività}_{\text{ENTRATA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{ENTRATA}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{USCITA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{USCITA}})$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

a1) Combustibile utilizzato

Livello 1

Per la determinazione del flusso di massa del combustibile in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 7,5$ % per il processo di misura.

Livello 2

Per la determinazione del flusso di massa del combustibile in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0$ % per il processo di misura.

Livello 3

Per la determinazione del flusso di massa del combustibile in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5$ % per il processo di misura.

Livello 4

Per la determinazione del flusso di massa del combustibile in entrata e in uscita dall'impianto si utilizzano dispositivi di misura con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0$ % per il processo di misura.

a2) Potere calorifico netto (se pertinente)

Livello 1

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il suo paese indicati per i vari combustibili nell'appendice 2.1 A.3 "1990 country specific net calorific values" del documento "Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories", pubblicato dall'IPCC nel 2000 (<http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>).

Livello 2

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il suo paese indicati per i vari combustibili nell'ultimo inventario nazionale trasmesso dal suo Stato membro al segretario della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici utilizzando il formato comune per la trasmissione delle relazioni (CRF).

Livello 3

Il potere calorifico netto rappresentativo di ciascun lotto di combustibile in un impianto è misurato dal gestore, da un laboratorio incaricato con contratto o dal fornitore del combustibile, conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Il fattore di emissione dei dati attività_{USCITA} si riferisce alla quantità di carbonio diverso dal CO₂ contenuta negli elementi in uscita dal processo, espressa come tCO₂/t di elementi in uscita per una migliore comparabilità.

Livello 1

I fattori di riferimento per il materiale in entrata o in uscita sono indicati nelle tabelle 1 e 2 seguenti e nel punto 8 dell'allegato I.

Tabella 1: fattori di emissione di riferimento per il materiale in entrata²⁵

Fattore di emissione		Fonte del fattore di emissione
Gas di cokeria	47,7 t CO ₂ /TJ	IPCC
Gas di altoforno	241,8 t CO ₂ /TJ	IPCC
Gas di forno a ossigeno basico (BOFG)	186,6 t CO ₂ /TJ	WBCSD/WRI
Elettrodi in grafite	3,60 t CO ₂ /t elettrodo	IPCC
PET	2,24 t CO ₂ /t PET	WBCSD/WRI
PE	2,85 t CO ₂ /t PE	WBCSD/WRI
CaCO ₃	0,44 t CO ₂ /t CaCO ₃	Rapporto stechiometrico
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477 t CO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Rapporto stechiometrico

Tabella 2: fattori di emissione di riferimento per il materiale in uscita (basati sul tenore di carbonio)

Fattore di emissione [t CO ₂ /t]		Fonte del fattore di emissione
Minerale	0	IPCC
Ghisa, rottame di ghisa, prodotti in ferro	0,1467	IPCC
Rottame di acciaio, prodotti in acciaio	0,0147	IPCC

²⁵ I valori si basano sui fattori IPCC espressi in tC/TJ, moltiplicati per un fattore di conversione CO₂/C pari a 3,664.

Livello 2

Fattori di emissione specifici ($t\ CO_2/t_{ENTRATA}$ o t_{USCITA}) per il materiale in entrata e in uscita, elaborati conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

2.2 Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione delle emissioni diverse dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato VII: linee guida specifiche per gli impianti di produzione di clinker da cemento, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Negli impianti per la produzione di cemento, le emissioni di CO₂ hanno origine dalle fonti seguenti:

- calcinazione del calcare utilizzato come materia prima
- combustibili fossili convenzionali usati per i forni
- materie prime e combustibili a base fossile alternativi usati per i forni
- combustibili da biomassa usati per i forni (rifiuti da biomassa)
- combustibili non usati per i forni
- lavaggio degli effluenti gassosi.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

2.1.1 Emissioni di combustione

I processi di combustione realizzati negli impianti per la produzione di clinker da cemento con diversi tipi di combustibili (ad es. carbone, petcoke, olio combustibile, gas naturale e i vari combustibili da rifiuti) sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II. Le disposizioni di cui all'allegato II si applicano anche al calcolo delle emissioni provenienti dalla combustione della frazione organica delle materie prime (alternative).

Nei forni da cemento, la combustione incompleta dei combustibili fossili è un fenomeno trascurabile, grazie alle temperature di combustione elevatissime, alla lunga permanenza in forno e alla quantità minima di carbonio residuo presente nel clinker. Il carbonio contenuto in tutti i combustibili destinati ai forni, quindi, si considera totalmente ossidato (fattore di ossidazione = 1,0).

2.1.2 Emissioni di processo

Durante la calcinazione il forno, si ha rilascio di CO₂ dai carbonati della miscela cruda. Il CO₂ da calcinazione è direttamente legato alla produzione di clinker.

2.1.2.1 CO₂ legato alla produzione di clinker

Il calcolo del CO₂ prodotto nella calcinazione si basa sulla quantità di clinker prodotto e sulla quantità di CaO e MgO contenuta nel clinker. Il fattore di emissione è corretto in funzione del Ca e dell'Mg già calcinati introdotti in forno ad esempio attraverso ceneri volatili o materie

prime e combustibili alternativi con un contenuto significativo di CaO (ad es. fanghi di depurazione).

Le emissioni si possono calcolare in base al contenuto di carbonati degli elementi in entrata al processo (metodo di calcolo A) o alla quantità di clinker prodotto (metodo di calcolo B). I due metodi sono considerati equivalenti.

Metodo di calcolo A: carbonati

Il calcolo si basa sulla quantità di carbonati contenuta negli elementi in entrata al processo. La formula da utilizzare è la seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2_{\text{clinker}} = \text{dati attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità di carbonati puri (ad es. calcare) contenuta nella farina cruda [t] quale elemento in entrata al processo utilizzato durante il periodo di riferimento, determinata pesando la farina cruda con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 5,0\%$. Per la determinazione della quantità di carbonati riconducibile alla composizione della materia cruda si fa riferimento alle linee guida sulle migliori pratiche del settore.

Livello 2

Quantità di carbonati puri (ad es. calcare) contenuta nella farina cruda [t] quale elemento in entrata al processo utilizzato durante il periodo di riferimento, determinata pesando la farina cruda con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$. La quantità di carbonati riconducibile alla composizione della materia cruda è determinata dal gestore conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Rapporti stechiometrici relativi ai carbonati contenuti nei materiali in entrata al processo, indicati nella tabella 1 seguente.

Tabella 1: fattori stechiometrici di emissione

Carbonati	Fattore di emissione
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ / CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ / MgCO ₃]

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

Metodo di calcolo B: produzione di clinker

Questo metodo di calcolo si basa sulla quantità di clinker prodotto. Le emissioni di CO₂ si calcolano con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2_{\text{clinker}} = \text{dati attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}$$

Se le stime delle emissioni si basano sulla produzione di clinker, si deve tener conto del CO₂ rilasciato nella calcinazione della CKD (cement kiln dust – la polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento) presso gli impianti in cui tale polvere viene scartata. Le emissioni provenienti dalla produzione di clinker e dalla polvere CKD sono calcolate separatamente e poi aggiunte alle emissioni totali:

$$\text{emissioni di CO}_2_{\text{totali processo}} [\text{t}] = \text{emissioni di CO}_2_{\text{clinker}} [\text{t}] + \text{emissioni di CO}_2_{\text{polvere}} [\text{t}]$$

Emissioni correlate alla produzione di clinker

a) Dati relativi all'attività

Quantità di clinker [t] prodotta nel periodo di riferimento.

Livello 1

Quantità di clinker prodotta [t], determinata per via ponderale con un'incertezza ammissibile inferiore a ±5 % per il processo di misura.

Livello 2a

Quantità di clinker prodotta [t], determinata per via ponderale con un'incertezza ammissibile inferiore a ±2,5 % per il processo di misura.

Livello 2b

La quantità di clinker prodotta [t] nella produzione di cemento, determinata per via ponderale con un'incertezza ammissibile inferiore a ± 1,5 % per il processo di misura, è calcolata usando la formula seguente (che permette di determinare il bilancio di materiale tenendo conto delle spedizioni di clinker all'esterno dell'impianto, degli approvvigionamenti di clinker dall'esterno e delle variazioni delle scorte di clinker):

$$\text{clinker prodotto} [\text{t}] = (\text{cemento prodotto} [\text{t}] * \text{rapporto clinker/cemento} [\text{t clinker/t cemento}])$$

$$- - (\text{clinker approvvigionato dall'esterno} [\text{t}]) + (\text{clinker spedito} [\text{t}])$$

$$- - (\text{variazioni delle scorte di clinker} [\text{t}])$$

Il rapporto cemento/clinker si calcola e si applica separatamente per i diversi tipi di cemento prodotti nell'impianto specifico. Le quantità di clinker spedite all'esterno dell'impianto e approvvigionate dall'esterno sono determinate con un'incertezza ammissibile inferiore a ± 2,5

% per il processo di misura. L'incertezza nella determinazione delle variazioni delle scorte nel periodo di riferimento è inferiore a ± 10 %.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Fattore di emissione: 0,525 t CO₂/t clinker.

Livello 2

Il fattore di emissione è calcolato in base a un bilancio del CaO e dell'MgO, assumendo che parte di questi non derivi dalla conversione dei carbonati ma fosse già contenuta negli elementi in entrata al processo. Per determinare la composizione del clinker e delle relative materie prime ci si attiene a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

Il fattore di emissione si calcola con l'equazione seguente:

Fattore di emissione [t CO₂/t clinker] =

$$0,785 * (\text{uscita}_{\text{CaO}} [\text{t CaO} / \text{t clinker}] - \text{entrata}_{\text{CaO}} [\text{t CaO} / \text{t materiale in entrata}]) + 1,092 * (\text{uscita}_{\text{MgO}} [\text{t MgO} / \text{t clinker}] - \text{entrata}_{\text{MgO}} [\text{t MgO} / \text{t materiale in entrata}])$$

Tale equazione utilizza i rapporti stechiometrici CO₂/CaO e CO₂/MgO indicati nella tabella 2 seguente.

Tabella 2: fattori di emissione stechiometrici relativi a CaO ed MgO (produzione netta)

Ossidi	Fattore di emissione
CaO	0,785 [t CO ₂ /CaO]
MgO	1,092 [t CO ₂ /MgO]

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

Emissioni correlate alla polvere scartata

Le emissioni di CO₂ provenienti dalla polvere da bypass (la polvere captata dai depolveratori del sistema di bypass dei forni) scartata o dalla CKD scartata si calcolano sulla base della quantità di polvere scartata e del fattore di emissione del clinker, corretto in funzione della calcinazione parziale della CKD. La polvere da bypass scartata, contrariamente alla CKD, si considera totalmente calcinata. Le emissioni si calcolano nel modo seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2_{\text{polvere}} = \text{dati attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità di CKD o di polvere da bypass scartata [t] durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale con un'incertezza ammissibile inferiore a $\pm 10\%$ per il processo di misura.

Livello 2

Quantità di CKD o di polvere da bypass scartata [t] durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale con un'incertezza ammissibile inferiore a $\pm 5,0\%$ per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Usò del valore di riferimento pari a 0,525 t CO₂ per tonnellata di clinker, anche per la CKD.

Livello 2

Si calcola un fattore di emissione [t CO₂ / t CKD] sulla base del grado di calcinazione della CKD. Il rapporto tra grado di calcinazione della CKD ed emissioni di CO₂ per tonnellata di CKD non è lineare. Può essere calcolato approssimativamente con la formula seguente:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} * d}{1 - \frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} * d}$$

dove

EF_{CKD}	= fattore di emissione della CKD parzialmente calcinata [t CO ₂ /t CKD]
EF_{Cli}	= fattore di emissione del clinker, specifico all'impianto ([CO ₂ /t clinker])
d	= grado di calcinazione della CKD (CO ₂ rilasciata come % del CO ₂ totale proveniente dai carbonati della miscela cruda)

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2.2 Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione dei gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato VIII: linee guida specifiche per gli impianti di produzione di calce viva, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Negli impianti per la produzione di calce viva, le emissioni di CO₂ hanno origine dalle fonti seguenti:

- calcinazione del calcare e della dolomite contenuti nelle materie prime
- combustibili fossili convenzionali usati per i forni
- materie prime e combustibili a base fossile alternativi usati per i forni
- combustibili da biomassa usati per i forni (rifiuti da biomassa)
- altri combustibili
- lavaggio degli effluenti gassosi.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

2.1.1 Emissioni di combustione

I processi di combustione realizzati negli impianti per la produzione di calce viva con diversi tipi di combustibili (ad es. carbone, petcoke, olio combustibile, gas naturale e i vari combustibili da rifiuti) sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II. Le disposizioni di cui all'allegato II si applicano anche al calcolo delle emissioni provenienti dalla combustione della frazione organica delle materie prime (alternative).

2.1.2. Emissioni di processo

Durante la calcinazione in forno, si ha rilascio di CO₂ dai carbonati delle materie prime. Il CO₂ da calcinazione è direttamente correlato alla produzione di calce. A livello di impianto, il CO₂ da calcinazione si può calcolare in due modi: sulla base della quantità di carbonati contenuti nelle materie prime (principalmente calcare, dolomite) convertita nel processo (**metodo di calcolo A**), o sulla base della quantità di ossidi alcalini contenuti nella calce viva prodotta (**metodo di calcolo B**). I due metodi sono considerati equivalenti.

Metodo di calcolo A: carbonati

Il calcolo si basa sulla quantità di carbonati consumata. La formula da utilizzare è la seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \sum \{(\text{dati attività}_{\text{Carbonato-ENTRATA}} - \text{dati attività}_{\text{Carbonato-USCITA}}) * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}\}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Per “dati attività_{Carbonato-ENTRATA}” e “dati attività_{Carbonato-USCITA}” si intende la quantità [t] di CaCO₃, MgCO₃ o altri carbonati alcalino-terrosi o alcalini utilizzata durante il periodo di riferimento.

Livello 1

Quantità di carbonati puri (ad es. calcare) [t] negli elementi in entrata al processo e nel prodotto durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale con un'incertezza massima ammissibile inferiore a ±5,0% per il processo di misura delle materie prime. Per la caratterizzazione della composizione delle materie prime e del prodotto si fa riferimento alle linee guida sulle migliori pratiche del settore.

Livello 2

Quantità di carbonati puri (ad es. calcare) [t] negli elementi in entrata al processo e nel prodotto durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale con un'incertezza massima ammissibile inferiore a ±2,5% per il processo di misura delle materie prime. La composizione delle materie prime e del prodotto è determinata dal gestore secondo quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Rapporti stechiometrici relativi ai carbonati contenuti negli elementi in entrata e in uscita dal processo, indicati nella tabella 1.

Tabella 1: fattori di emissione stechiometrici

Carbonato	Fattore di emissione [t CO ₂ /t carbonato di Ca, Mg o altro carbonato]	Note
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
generale: X _Y (CO ₃) _Z	Fattore di emissione = $[M_{CO_2}] / \{ Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}] \}$	X = metallo alcalino-terroso o alcalino M _x = peso molecolare di X in [g/mol] M _{CO₂} = peso molecolare del CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃} = peso molecolare del CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = coefficiente stechiometrico di X

		= 1 (per i metalli alcalino-terrosi) = 2 (per i metalli alcalini) Z = coefficiente stechiometrico del $\text{CO}_3^{2-} = 1$
--	--	--

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

Metodo di calcolo B: ossidi alcalino-terrosi

Le emissioni di CO_2 si calcolano sulla base della quantità di CaO, MgO e altri ossidi alcalino-terrosi / alcalini contenuta nella calce prodotta, tenendo conto del Ca e dell'Mg già calcinati introdotti nel forno ad esempio attraverso ceneri volatili o materie prime e combustibili alternativi con un contenuto significativo di CaO o MgO.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \sum \{((\text{dati attività}_{\text{Ossidi alcalini USCITA}} - \text{dati attività}_{\text{Ossidi alcalini ENTRATA}}) * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione})\}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Il termine “dati attività_{O USCITA} – dati attività_{O ENTRATA}” indica la quantità totale [t] di CaO, MgO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini convertiti a partire dai rispettivi carbonati durante il periodo di riferimento.

Livello 1

Massa di CaO, MgO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini [t] nel prodotto e negli elementi in entrata al processo durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 5,0$ % per il processo di misura e in base alle linee guida del settore sulla composizione dei tipi di prodotti e materie prime considerati.

Livello 2

Massa di CaO, MgO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini [t] nel prodotto e negli elementi in entrata al processo durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 2,5$ % per il processo di misura e in base ad analisi sulla composizione svolte secondo quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Rapporti stechiometrici relativi agli ossidi contenuti negli elementi in entrata e in uscita dal processo, indicati nella tabella 2.

Tabella 2: fattori di emissione stechiometrici

Carbonato	Fattore di emissione [t CO ₂] / [t ossido di Ca, Mg o altro ossido]	Note
CaO	0,785	
MgO	1,092	
generale: X _Y (O) _Z	Fattore di emissione = [M _{CO2}] / { Y * [M _x] + Z * [M _O] }	X = metallo alcalino-terroso o alcalino M _x = peso molecolare di X in [g/mol] M _{CO2} = peso molecolare del CO ₂ = 44 [g/mol] M _O = peso molecolare di O = 16 [g/mol] Y = coefficiente stechiometrico di X = 1 (per i metalli alcalino terrosi) = 2 (per i metalli alcalini) Z = coefficiente stechiometrico di O = 1

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2.2 Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione dei gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato IX: linee guida specifiche per gli impianti di fabbricazione del vetro, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Negli impianti per la fabbricazione del vetro, le emissioni di CO₂ hanno origine dalle fonti seguenti:

- fusione di carbonati di metalli alcalini e alcalino-terrosi contenuti nelle materie prime
- combustibili fossili convenzionali usati per i forni
- materie prime e combustibili a base fossile alternativi usati per i forni
- combustibili da biomassa usati per i forni (rifiuti da biomassa)
- altri combustibili
- additivi contenenti carbonio, compreso il coke e la polvere di carbone
- lavaggio degli effluenti gassosi.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

2.1.1 Emissioni di combustione

I processi di combustione realizzati negli impianti per la fabbricazione del vetro sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II.

2.1.2 Emissioni di processo

Nella fabbricazione del vetro si ha rilascio di CO₂ proveniente dai carbonati contenuti nelle materie prime durante la fusione in forno, nonché in conseguenza della neutralizzazione, con calcare o altri carbonati, dell'HF, HCl e SO₂ contenuti negli effluenti gassosi. Le emissioni provenienti dalla decomposizione dei carbonati nel processo di fusione e dal lavaggio degli effluenti gassosi sono conteggiate tra le emissioni dell'impianto. Sono aggiunte al totale delle emissioni, ma se possibile sono indicate separatamente.

Il CO₂ proveniente dai carbonati delle materie prime rilasciato durante la fusione in forno è direttamente correlato alla produzione del vetro e può essere calcolato in due modi: sulla base della quantità di carbonati delle materie prime – principalmente soda, calce/calcare, dolomite e altri carbonati alcalini e alcalino-terrosi introdotti attraverso il vetro di riciclo (rottame di vetro) – convertita nel processo (**metodo di calcolo A**), oppure sulla base della quantità di ossidi alcalini presenti nel vetro prodotto (**metodo di calcolo B**). I due metodi di calcolo sono considerati equivalenti.

Metodo di calcolo A: carbonati

Il calcolo si effettua sulla base della quantità di carbonati consumata. La formula da utilizzare è la seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \left(\sum \{ \text{dati attività}_{\text{Carbonato}} * \text{fattore di emissione} \} + \sum \{ \text{additivo} * \text{fattore di emissione} \} \right) * \text{fattore di conversione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Per “dati attività_{Carbonato}” si intende la quantità [t] di CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, BaCO₃ o altri carbonati alcalino-terrosi o alcalini contenuta nelle materie prime (soda, calce/calcare, dolomite) trattate durante il periodo di riferimento, nonché la quantità di additivi contenenti carbonio.

Livello 1

Massa di CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, BaCO₃ o altri carbonati alcalino-terrosi o alcalini e massa di additivi contenenti carbonio [t] negli elementi in entrata al processo durante il periodo di riferimento, determinata dal gestore o dal fornitore pesando le materie prime considerate con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 2,5$ % per il processo di misura, e in base a dati sulla composizione ricavati dalle linee guida sulle migliori pratiche del settore per la categoria di prodotti specifica.

Livello 2

Massa di CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, BaCO₃ o altri carbonati alcalino-terrosi o alcalini e massa di additivi contenenti carbonio [t] negli elementi in entrata al processo durante il periodo di riferimento, determinata dal gestore o dal fornitore pesando le materie prime interessate con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 1,0$ % per il processo di misura, e in base ad analisi della composizione svolte secondo quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Carbonati

Livello 1

Rapporti stechiometrici relativi ai carbonati contenuti nei materiali in entrata e in uscita dal processo, indicati nella tabella 1.

Tabella 1: fattori di emissione stechiometrici

Carbonato	Fattore di emissione [t CO ₂ /t carbonato di Ca, Mg, Na, Ba o altro carbonato]	Note
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
Na ₂ CO ₃	0,415	
BaCO ₃	0,223	
generale: X _Y (CO ₃) _Z	Fattore di emissione = $[M_{CO_2}] / \{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}$	X = metallo alcalino-terroso o alcalino M _x = peso molecolare di X in [g/mol] M _{CO₂} = peso molecolare del CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = peso molecolare del CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = coefficiente stechiometrico di X = 1 (per i metalli alcalino-terrosi) = 2 (per i metalli alcalini) Z = coefficiente stechiometrico del CO ₃ ²⁻ = 1

Questi valori vanno aggiustati in funzione del tenore di umidità e del contenuto di ganga dei materiali carbonatici utilizzati.

Additivi

Fattori di emissione specifici determinati conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

Metodo di calcolo B: ossidi alcalini

Le emissioni di CO₂ si calcolano sulla base della quantità di vetro prodotta e della quantità di CaO, MgO, Na₂O, BaO e altri ossidi alcalino-terrosi/alcalini contenuta nel vetro (dati attività_{O USCITA}). Il fattore di emissione è corretto in considerazione del Ca, Mg, Na e Ba e delle altre terre alcaline/alcali introdotti nel forno in forma diversa dai carbonati, ad esempio attraverso il vetro di riciclo o combustibili e materie prime alternativi con un contenuto significativo di CaO, MgO, Na₂O o BaO e di altri ossidi alcalino-terrosi/alcalini (dati attività_{O ENTRATA}).

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\sum \{ (\text{dati attività}_{\text{O USCITA}} - \text{dati attività}_{\text{O ENTRATA}}) * \text{fattore di emissione} \} + \sum \{ \text{additivo} * \text{fattore di emissione} \}) * \text{fattore di conversione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Il termine “dati attività_{O USCITA} – dati attività_{O ENTRATA}” indica la massa [t] di CaO, MgO, Na₂O, BaO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini convertiti a partire dai carbonati durante il periodo di riferimento.

Livello 1

Quantità [t] of CaO, MgO, Na₂O, BaO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini utilizzata durante il periodo di riferimento negli elementi in entrata al processo e nei prodotti, nonché quantità di additivi contenenti carbonio, determinate misurando i materiali in entrata e i prodotti a livello di impianto con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5\%$ per il processo di misura, e in base ai dati sulla composizione contenuti nelle linee guida sulle migliori pratiche del settore per la categoria specifica di prodotti e materie prime.

Livello 2

Quantità [t] of CaO, MgO, Na₂O, BaO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini utilizzata durante il periodo di riferimento negli elementi in entrata al processo e nei prodotti, nonché quantità di additivi contenenti carbonio, determinate misurando i materiali in entrata e i prodotti a livello di impianto con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0\%$ per il processo di misura, e in base ad analisi della composizione effettuate secondo quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1:

Carbonati: rapporti stechiometrici relativi agli ossidi contenuti negli elementi in entrata e in uscita dal processo, indicati nella tabella 2.

Tabella 2: fattori di emissione stechiometrici

Ossido	Fattore di emissione [t CO ₂ / t ossido di Ca, Mg, Na, Ba o altro ossido]	Note
CaO	0,785	
MgO	1,092	
Na ₂ O	0,710	
BaO	0,287	
generale: X _Y (O) _Z	Fattore di emissione = $[M_{CO_2}] / \{ Y * [M_x] + Z * [M_O] \}$	X = metallo alcalino-terroso o alcalino M _x = peso molecolare di X in [g/mol] M _{CO₂} = peso molecolare del CO ₂ = 44 [g/mol] M _O = peso molecolare dell'O = 16 [g/mol] Y = coefficiente stechiometrico di X = 1 (per i metalli alcalino-terrosi) = 2 (per i metalli alcalini) Z = coefficiente stechiometrico di O = 1

Additivi

Fattori di emissione specifici ricavati conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2.2 Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione dei gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato X: linee guida specifiche per gli impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Non esistono elementi specifici da segnalare in merito ai confini.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Negli impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici, le emissioni di CO₂ hanno origine dalle fonti seguenti:

- calcinazione del calcare/dolomite contenuti nelle materie prime
- calcare per l'abbattimento degli inquinanti atmosferici
- combustibili fossili convenzionali usati per i forni
- materie prime e combustibili a base fossile alternativi usati per i forni
- combustibili da biomassa usati per i forni (rifiuti da biomassa)
- altri combustibili
- materiale organico contenuto nell'argilla utilizzata come materia prima
- additivi utilizzati per conferire porosità, ad es. segatura o polistirolo
- lavaggio degli effluenti gassosi.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

2.1.1 Emissioni di combustione

I processi di combustione realizzati negli impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II.

2.1.2 Emissioni di processo

Nella fabbricazione di prodotti ceramici si ha rilascio di CO₂ durante la calcinazione delle materie prime in forno e in seguito alla neutralizzazione, con calcare o altri carbonati, dell'HF, HCl e SO₂ contenuti negli effluenti gassosi. Le emissioni provenienti dalla decomposizione dei carbonati nel processo di calcinazione e dal lavaggio degli effluenti gassosi rientrano tra le emissioni dell'impianto. Sono aggiunte al totale delle emissioni, ma se possibile sono indicate separatamente. La formula per il calcolo è la seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ totali [t]} = \text{emissioni di CO}_2 \text{ materiale in entrata [t]} + \text{emissioni di CO}_2 \text{ lavaggio fumi [t]}$$

2.1.2.1 CO₂ proveniente dal materiale in entrata

Il CO₂ rilasciato dai carbonati e dal carbonio contenuto negli altri materiali in entrata si può calcolare in due modi: con un metodo basato sulla quantità di carbonati delle materie prime (principalmente calcare, dolomite) convertita nel processo (**metodo di calcolo A**), o con una

metodologia basata sugli ossidi alcalini contenuti nei prodotti ceramici fabbricati (**metodo di calcolo B**). I due metodi sono considerati equivalenti.

Metodo di calcolo A: carbonati

Il calcolo si effettua sulla base del carbonato in entrata, compresa la quantità di calcare utilizzata per neutralizzare HF, HCl e SO₂ negli effluenti gassosi, nonché del carbonio contenuto negli additivi. Per evitare il doppio conteggio si tiene conto del riciclo interno della polvere.

La formula da utilizzare per il calcolo è la seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\sum \{\text{dati attività}_{\text{Carbonato}} * \text{fattore di emissione}\} + \sum \{\text{dati attività}_{\text{additivi}} * \text{fattore di emissione}\}) * \text{fattore di conversione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Per “dati attività_{Carbonato}” si intende la quantità [t] di CaCO₃, MgCO₃ o altri carbonati alcalino-terrosi o alcalini utilizzati durante il periodo di riferimento attraverso le materie prime (calcare, dolomite), con la relativa concentrazione di CO₃²⁻, nonché la quantità di additivi contenenti carbonio.

Livello 1

Massa di CaCO₃, MgCO₃ o altri carbonati alcalino-terrosi o alcalini [t] nonché quantità [t] di additivi contenenti carbonio negli elementi in entrata al processo durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza massima ammissibile di ±2,5 % per il processo di misura, e in base a dati sulla composizione ricavati dalle linee guida sulle migliori pratiche del settore per la categoria specifica di prodotti.

Livello 2

Massa di CaCO₃, MgCO₃ o altri carbonati alcalino-terrosi o alcalini [t] nonché quantità [t] di additivi contenenti carbonio negli elementi in entrata al processo durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza massima ammissibile di ± 1,0 % per il processo di misura, e in base ad analisi della composizione svolte secondo quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Carbonati

Rapporti stechiometrici relativi ai carbonati contenuti negli elementi in entrata e in uscita dal processo, indicati nella tabella 1.

Tabella 1: fattori di emissione stechiometrici

Carbonato	Fattore di emissione [t CO ₂ /t carbonato di Ca, Mg o altro carbonato]	Note
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
generale: X _Y (CO ₃) _Z	Fattore di emissione = $[M_{CO_2}] / \{ Y \times [M_x] + Z \times [M_{CO_3^{2-}}] \}$	X = metallo alcalino-terroso o alcalino M _x = peso molecolare di X in [g/mol] M _{CO₂} = peso molecolare del CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = peso molecolare del CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = coefficiente stechiometrico di X = 1 (per i metalli alcalino-terrosi) = 2 (per i metalli alcalini) Z = coefficiente stechiometrico del CO ₃ ²⁻ = 1

Questi valori vanno aggiustati in funzione del tenore di umidità e del contenuto di ganga dei materiali carbonatici utilizzati.

Additivi

Fattori di emissione specifici ricavati conformemente a quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

Metodo di calcolo B: ossidi alcalini

Il CO₂ da calcinazione si calcola sulla base della quantità di prodotti ceramici fabbricati e della quantità di CaO, MgO e altri ossidi alcalini (o alcalino-terrosi) contenuta nei prodotti ceramici fabbricati (dati attività_{O USCITA}). Il fattore di emissione è corretto in considerazione della quantità di Ca, Mg e delle altre terre alcaline/alcali già calcinati introdotti in forno (dati attività_{O ENTRATA}) ad esempio attraverso materie prime e combustibili alternativi con un contenuto significativo di CaO o MgO. Le emissioni provenienti dall'abbattimento di HF, HCl o SO₂ si calcolano sulla base del carbonato in entrata, secondo le procedure indicate per il metodo di calcolo A.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \sum \{((\text{dati attività}_{\text{O USCITA}} - \text{dati attività}_{\text{O ENTRATA}}) * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione})\} + (\text{emissioni di CO}_2 \text{ provenienti dall'abbattimento di HF, HCl o SO}_2)$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Il termine “dati attività_{O USCITA} – dati attività_{O ENTRATA}” indica la quantità [t] di CaO, MgO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini convertiti a partire dai carbonati durante il periodo di riferimento.

Livello 1

Massa di CaO, MgO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini [t] negli elementi in entrata al processo e nei prodotti durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 2,5\%$ per il processo di misura, e in base alle linee guida sulle migliori pratiche del settore riguardanti la composizione dei tipi di prodotti e materie prime considerati.

Livello 2

Massa di CaO, MgO o altri ossidi alcalino-terrosi o alcalini [t] negli elementi in entrata al processo e nei prodotti durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore con un'incertezza massima ammissibile di $\pm 1,0\%$ per il processo di misura, e in base ad analisi della composizione effettuate secondo quanto disposto al punto 10 dell'allegato I.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Rapporti stechiometrici relativi agli ossidi contenuti negli elementi in entrata e in uscita dal processo, indicati nella tabella 2.

Tabella 2: fattori di emissione stechiometrici

Carbonato	Fattori di emissione [t CO ₂ / t ossido di Ca, Mg o altro ossido]	Note
CaO	0,785	
MgO	1,092	
generale: X _Y (O) _Z	Fattore di emissione = [M _{CO2}] / { Y x [M _x] + Z x [M _O] }	X = metallo alcalino-terroso o alcalino M _x = peso molecolare di X in [g/mol] M _{CO2} = peso molecolare del CO ₂ = 44 [g/mol]

		M_O = peso molecolare di O = 16 [g/mol] Y = coefficiente stechiometrico di X = 1 (per i metalli alcalino-terrosi) = 2 (per i metalli alcalini) Z = coefficiente stechiometrico di O = 1
--	--	---

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2.1.2.2 CO₂ proveniente dal lavaggio degli effluenti gassosi

Il CO₂ proveniente dal lavaggio degli effluenti gassosi si calcola in base alla quantità di CaCO₃ in entrata.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

emissioni di CO₂ [t CO₂] = dati attività * fattore di emissione * fattore di conversione

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Livello 1

Quantità [t] di CaCO₃ anidro utilizzata durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza ammissibile inferiore a ±2,5 % per il processo di misura.

Livello 2

Quantità [t] di CaCO₃ anidro utilizzata durante il periodo di riferimento, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza ammissibile inferiore a ±1,0 % per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Rapporti stechiometrici relativi al CaCO₃, indicati nella tabella 1.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2.2 Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione dei gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.

Allegato XI: linee guida specifiche per gli impianti di fabbricazione di pasta per carta e carta, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva

1. Confini e completezza

Se l'impianto esporta CO₂ derivante da combustibili fossili, ad esempio a un vicino impianto che produce carbonato di calcio precipitato, tali esportazioni non sono incluse tra le emissioni dell'impianto.

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2. Determinazione delle emissioni di CO₂

Negli impianti per la fabbricazione di pasta per carta e carta, le emissioni di CO₂ possono avere origine da:

- caldaie di potenza, turbine a gas e altri dispositivi di combustione che producono vapore o energia elettrica per l'impianto
- caldaie di recupero e altri dispositivi adibiti alla combustione di liscivi esausti
- inceneritori
- forni per calce e calcinatori
- lavaggio degli effluenti gassosi
- essiccatori alimentati a gas o con altri combustibili fossili (ad esempio essiccatori a infrarosso).

Il trattamento delle acque reflue e la collocazione in discarica, compresi il trattamento anaerobico delle acque reflue o la digestione anaerobica dei fanghi di depurazione, nonché lo smaltimento in discarica dei rifiuti prodotti dagli impianti per la fabbricazione di pasta per carta e carta, non figurano nell'allegato I della direttiva. Di conseguenza, le emissioni prodotte da queste attività non rientrano nel campo di applicazione della direttiva.

2.1 Calcolo delle emissioni di CO₂

2.1.1 Emissioni di combustione

Le emissioni provenienti dai processi di combustione che hanno luogo negli impianti per la fabbricazione di pasta per carta e carta sono fatte oggetto di monitoraggio secondo quanto disposto all'allegato II.

3.1.2 Emissioni di processo

Le emissioni sono causate dall'uso di carbonati per il reintegro delle sostanze chimiche negli impianti per la produzione di pasta per carta. Di norma, per reintegrare il calcio e il sodio nel sistema di recupero e nell'area di caustificazione si utilizzano sostanze chimiche diverse dai carbonati; tuttavia, talvolta si usano piccole quantità di carbonato di calcio (CaCO₃) e

carbonato di sodio (Na_2CO_3), che danno luogo a emissioni di CO_2 . Il carbonio contenuto in queste sostanze chimiche in genere è di origine fossile, anche se in qualche caso (ad es. l' Na_2CO_3 acquistato presso cartiere che producono paste semichimiche con il procedimento alla soda) può derivare da biomasse.

Si assume che il carbonio contenuto in queste sostanze chimiche venga emesso sotto forma di CO_2 dal forno della calce o forno di recupero. La determinazione di queste emissioni viene effettuata ipotizzando che tutto il carbonio contenuto nel CaCO_3 e nell' Na_2CO_3 usati nelle aree di recupero e caustificazione sia rilasciato nell'atmosfera.

Il reintegro del calcio si rende necessario a causa delle perdite che si verificano nell'area di caustificazione, per la maggior parte sotto forma di carbonato di calcio.

Le emissioni di CO_2 si calcolano nel modo seguente:

$$\text{Emissioni di CO}_2 = \Sigma \{(\text{Dati attività}_{\text{Carbonato}} * \text{Fattore di emissione} * \text{Fattore di conversione})\}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) Dati relativi all'attività

Per “dati attività_{Carbonato}” si intende la quantità di CaCO_3 e Na_2CO_3 utilizzata nel processo.

Livello 1

Quantità [t] di CaCO_3 e Na_2CO_3 utilizzata nel processo, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 2,5$ % per il processo di misura.

Livello 2

Quantità [t] of CaCO_3 e Na_2CO_3 utilizzata nel processo, determinata per via ponderale dal gestore o dal fornitore con un'incertezza massima ammissibile inferiore a $\pm 1,0$ % per il processo di misura.

b) Fattore di emissione

Livello 1

Rapporti stechiometrici [$\text{t CO}_2/\text{t CaCO}_3$ e $\text{t CO}_2/\text{t Na}_2\text{CO}_3$] relativi ai carbonati non derivanti da biomassa, indicati nella tabella 1. I carbonati da biomassa sono sottoposti a ponderazione utilizzando un fattore di emissione pari a 0 [$\text{t CO}_2 / \text{t carbonato}$].

Tabella 1: fattori di emissione stechiometrici

Tipo di carbonato e relativa origine	Fattore di emissione [t CO₂ / t carbonato]
CaCO ₃ di reintegro nell'impianto per la produzione della pasta per carta	0,440
Na ₂ CO ₃ di reintegro nell'impianto per la produzione della pasta per carta	0,415
CaCO ₃ da biomassa	0,0
Na ₂ CO ₃ da biomassa	0,0

Questi valori vanno aggiustati in considerazione del tenore di umidità e del contenuto di ganga dei materiali carbonatici utilizzati.

c) Fattore di conversione

Livello 1

Fattore di conversione: 1,0.

2. Misura delle emissioni di CO₂

Si applicano le linee guida relative alla misura contenute nell'allegato I.

3. Determinazione dei gas a effetto serra diversi dal CO₂

Linee guida specifiche per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra diversi dal CO₂ potranno essere elaborate in una seconda fase, conformemente a quanto previsto al riguardo dalla direttiva.